

Jahrgang 39 Heft 3/4

**promet**

meteorologische fortbildung

# Meteorologische Aspekte der Nutzung erneuerbarer Energien



**Herausgeber**

Deutscher Wetterdienst

**Hauptschriftleiter**

Dr. J. Rapp (Offenbach/M.)

**Redaktionsausschuss**

Prof. Dr. G. Adrian (Offenbach a. M.)

Prof. Dr. B. Ahrens (Frankfurt a. M.)

PD Dr. F. Berger (Lindenberg)

Prof. Dr. Ch. Bernhofer (Dresden)

Prof. Dr. B. Brümmer (Hamburg)

Prof. Dr. G. Craig (München)

Prof. Dr. G. Groß (Hannover)

Prof. Dr. A. Macke (Leipzig)

Dr. E. Rudel (Wien)

**Technische Herausgabe (Layout)**

Susanne Schorlemmer (DWD)

Karin Borgmann Grafikdesign (Offenbach/M.)

**Fotonachweis Titelseite**

©panthermedia.net/Ikonoklast

*promet* erscheint im Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes – Frankfurter Str. 135, 63067 Offenbach am Main. Bezugspreis pro Jahrgang im Abonnement 24,08 €, Doppelheft 13,91 €, Dreifachheft 20,87 € zuzüglich Versandkosten.

Für den Inhalt der Arbeiten sind die Autoren verantwortlich. Alle Rechte bleiben vorbehalten.

Für die etwa ein Jahr später erscheinende Online-Ausgabe:

**Druck**

kraus print u. media GmbH &amp; Co. KG

Am Angertor 11

97618 Wülfershausen

**Verlag und Vertrieb**

Deutscher Wetterdienst

Fachinformationsstelle und

Deutsche Meteorologische Bibliothek

Frankfurter Str. 135

63073 Offenbach a. M.

**ISSN** 0340-4552 (Druck)**ISSN** 2194-5950 (Internet)**Auflage:** 3 650**Internet:** [www.dwd.de/promet](http://www.dwd.de/promet)**Redaktionsschluss:** 11. 12. 2015**Editorial**

Liebe Leserinnen und Leser,

es hat lange gedauert, doch nun endlich halten Sie das Heft zu den „meteorologischen Aspekten der Nutzung erneuerbarer Energien“ in den Händen. Es zeigt in zehn ausgewählten Beiträgen die Bedeutung der meteorologischen Forschung und Anwendung für die sogenannte „Energiewende“. Das Heft hat nicht den Anspruch auf Vollständigkeit. Wer sich einen umfassenderen Eindruck von der Thematik machen möchte, ist auf weitere Fachliteratur angewiesen. Einige wichtige und relativ aktuelle Bücher nennen wir am Ende des Heftes.

Dieses Heft, die insgesamt 97. Ausgabe in der über 40-jährigen „Geschichte“ unserer Fortbildungszeitschrift, wird das Letzte sein, das noch als Teil eines Jahrgangs erscheint. Ab der nächsten Ausgabe wird nur noch die fortlaufende Heftnummer weitergeführt, beginnend mit der Nummer 98. Die gedruckten Hefte können dann nicht mehr im Abonnement bezogen, sondern nur noch einzeln im Wettershop des DWD ([www.dwd-shop.de](http://www.dwd-shop.de)) gekauft werden. Für alle die, die sie aus dienstlichen Gründen oder als Mitglieder einer meteorologischen Gesellschaft bekommen haben, ändern sich aber nichts.

Auch Erscheinungshäufigkeit, Heftumfang und Heftinhalt bleiben zunächst fast völlig unverändert. Auf vielfachen Wunsch werden wir ab dem nächsten Heft die Adressen der Autoren allerdings nicht mehr am Ende zusammengefasst abdrucken, sondern jeweils an den Beginn bzw. das Ende eines jeden Beitrages stellen.

An dieser Stelle möchte ich noch auf die neue Internet-Homepage unserer Zeitschrift hinweisen ([www.dwd.de/promet](http://www.dwd.de/promet)), von der Sie noch viele Zusatzinformationen und laufende Aktualisierungen abrufen können.

Bleibt mir zum Schluss, Ihnen eine interessante und kurzweilige Lektüre aus der spannenden und hochaktuellen Welt der Energiemeteorologie zu wünschen.

Beste Grüße,  
Ihr  
Jörg Rapp  
Hauptschriftleiter

## Inhalt des aktuellen Heftes

39. Jahrgang, Heft 3/4

Thema des Heftes: **Meteorologische Aspekte der Nutzung erneuerbarer Energien**

Fachliche Redaktion: D. Heinemann, Oldenburg

Fachliche Durchsicht: G. Tetzlaff, Leipzig

### Kapitel

	Seite
Zu diesem Heft (D. Heinemann)	134-135
<b>1</b> D. HEINEMANN, M. SCHROEDTER-HOMSCHEIDT „Energiemeteorologie“ – Definition und Aufgaben	136-137
<b>2</b> M. SCHROEDTER-HOMSCHEIDT, H. DEIFEL, D. HEINEMANN Grundlagen des Energiesystems für Energiemeteorologen	138-150
<b>3</b> S. EMEIS Windphänomene in der atmosphärischen Grenzschicht, die die Nutzung der Windenergie entscheidend beeinflussen	151-162
<b>4</b> G. STEINFELD, B. WITHA, M. DÖRENKÄMPER, M. GRYSCHKA Hochauflösende Large-Eddy-Simulationen zur Untersuchung der Strömungsverhältnisse in Offshore-Windparks	163-180
<b>5</b> L. V. BREMEN, A. WESSEL Kurzfrist-Windleistungsvorhersage	181-192
<b>6</b> H.-T. MENGELKAMP Wind-, Ertrags- und Erlösgutachten für Windkraftanlagen	193-202
<b>7</b> R. MÜLLER Solarstrahlung aus Satellitendaten	203-218
<b>8</b> D. HEINEMANN, E. LORENZ Vorhersage der Solarstrahlung und der Solarstromerzeugung	219-231
<b>9</b> K. GÜNTHER, M. TUM, G. KINDERMANN Modellierung von Biomasse-Ressourcen	232-241
<b>10</b> R. HAGEDORN, K. LUNDGREN, J. DOBSCHINSKI, U. FOCKEN Die Energiewende in Deutschland – wie kann der Deutsche Wetterdienst den neuen Herausforderungen begegnen?	242-244
Buchbesprechung	245-246
Examina 2013	247-257
Anschriften der Autoren dieses Heftes	258-259
Aktuelle Literaturempfehlungen zum Thema „Energiemeteorologie“	259
Vorschau auf die nächsten Hefte	259

---

## Meteorologische Aspekte der Nutzung erneuerbarer Energien

---

### *Zu diesem Heft*

*Vor kurzem fand in Paris die 21. UN-Klimakonferenz statt und führte uns den unmittelbaren Zusammenhang zwischen Energiemutzung einerseits und Wetter und Klima andererseits nachdrücklich vor Augen. Die im Vorfeld dieses Klimagipfels geäußerte Erwartung weiterer globaler Weichenstellungen für den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien zeigt zudem die Richtung zu einer noch intensiveren Wechselwirkung zwischen beiden Bereichen – mit verändertem Vorzeichen.*

*Der in einigen Ländern wie Deutschland seit einem Jahrzehnt stark wachsende Zubau erneuerbarer Energien mit seinem in weiten Teilen fluktuierenden Energieangebot hat die Bedeutung von Wetter und Klima für die Energieversorgung bereits erheblich wachsen lassen. Immer wichtiger wird, die Einflüsse der meteorologischen Randbedingungen auf das gesamte Energieversorgungssystem möglichst umfassend zu beschreiben. Neue und angepasste Verfahren zur Generierung und Bereitstellung von spezifisch an das Energiesystem angepasster meteorologischer Information werden benötigt. Energiemeteorologen sind somit gefragte Gesprächspartner im Energiebereich.*

*Diese wachsende Bedeutung hat sich in den vergangenen Jahren mehr und mehr auch auf den wissenschaftlichen Konferenzen sowohl in der Meteorologie als auch zur Wind- und Solarenergie gezeigt, auf denen es oft spezielle Sitzungen zu energiemeteorologischen Themen gibt. Diese Entwicklung führte dann folgerichtig auch zu eigenständigen nationalen und internationalen Tagungen zur Energiemeteorologie. Als ein erfolgreiches Format hierfür hat sich die deutschsprachige „Fachtagung Energiemeteorologie“ erwiesen, die im zweijährigen Rhythmus gemeinsam vom Fachausschuss Energiemeteorologie, dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt und der Universität Oldenburg ausgerichtet wird – das nächste Mal im April 2016 in Bremerhaven ([fachtagung.energiemeteorologie.de](http://fachtagung.energiemeteorologie.de)). Auch die „International Conference Energy & Meteorology“ (ICEM) wurde inzwischen bereits dreimal auf jeweils unterschiedlichen Kontinenten veranstaltet. Auf diesen Konferenzen steht neben dem wissenschaftlichen Austausch die Diskussion zwischen Vertretern aus Meteorologie und Energie über grundlegende Fragestellungen, neue methodische Ansätze und praktische Erfahrungen im Vordergrund.*

*Um der wachsenden Bedeutung des Gebietes Rechnung zu tragen, wurde 2013 der bereits erwähnte Fachausschuss „Energiemeteorologie“ innerhalb der Deutschen Meteorologischen Gesellschaft (DMG e.V.) eingerichtet. Vor allem als Forum für den interdisziplinären Austausch zwischen der Meteorologie und den meist physikalisch-technischen Disziplinen der Energiewissenschaften sowie der Energiewirtschaft will der Fachausschuss dienen. Neben der Förderung der wissenschaftlichen Weiterentwicklung des Fachgebietes Energiemeteorologie steht in der akademischen Lehre die Entwicklung von Ausbildungsinhalten zum Thema Energiemeteorologie auf der Agenda.*

*Vor diesem Hintergrund möchte die vorliegende Promet-Ausgabe nun eine Auswahl wesentlicher Aspekte der Energiemeteorologie beleuchten, die aktuell von besonderer praktischer Relevanz sind. Die Anwendung des Wissens und der Methoden der Meteorologie im Energiebereich erfordert ein Grundverständnis der komplexen Arbeitsweise des Energiesystems. Sich diesem zu nähern, ist die Absicht des ersten Beitrags dieses Heftes, der wesentliche Zusammenhänge und Begriffe des elektrischen Energieversorgungssystems nennt, soweit diese für die Energiemeteorologie von Belang sind. Daran schließt sich eine Folge von Beiträgen an, die sich sowohl mit grundlegenden Eigenschaften der Bereitstellung meteorologischer Information als auch mit praktischen Anwendungen der Nutzung meteorologischer Methoden im Energiebereich befassen. Der gegenwärtig hohen Bedeutung von Vorhersagen der fluktuierenden Energieträger in der Stromversorgung tragen insgesamt drei Beiträge Rechnung (Beiträge 5, 8 und 10).*

Weitere eher grundlegend ausgerichtete Beiträge befassen sich mit der windenergierelevanten Charakterisierung der atmosphärischen Grenzschicht (Beitrag 3), der satellitengestützten Bestimmung der Solarstrahlung am Erdboden (Beitrag 7) sowie mit der Large-Eddy-Simulation von Windfeldern in Windparks (Beitrag 4), gefolgt von dem anwendungsnahen Einsatz meteorologischen Know-hows mit dem Ziel der Ertragsabschätzung für Windenergieprojekte (Beitrag 6). Schließlich befasst sich ein Beitrag (Beitrag 9) mit Methoden der Fernerkundung zur Erfassung der biogenen Ressourcen für die Energiewandlung.

Das Themenspektrum dieser Einführung in die Energiemeteorologie ist vielfältig. Dennoch, die Liste der nicht behandelten Themen ist ebenfalls lang. Die Befassung mit der für die Nutzung konzentrierender Solarenergiesysteme wichtigen Direktnormalstrahlung fand keinen Platz ebenso wie eine Diskussion der für die Netzintegration großer Mengen fluktuierender Wind- und Solarenergie wesentlichen räumlichen und zeitlichen Variabilität. Wesentliche weitere auf der Basis atmosphärischer Energieflüsse basierende Energiequellen wie Wasserkraft konnten nicht berücksichtigt werden wie auch weitere technische Anwendungsbereiche wie zum Beispiel der Gebäudesektor. Auch die Beeinflussung des regionalen Klimas durch die Energienutzung, zum Beispiel in Form von großflächigen Windpark-Clustern oder riesigen Solarenergiefeldern, gegenwärtig in zunehmend intensiver wissenschaftlicher Diskussion, musste hier außen vor bleiben. Da die in dieser Ausgabe vorgestellten Themen überwiegend ebenfalls „im Fluss“ sind, bietet sich daher eine mittelfristige Fortsetzung in einem zweiten Promet-Heft an.

Aber zunächst hoffen wir, Ihnen mit dem nun vorliegenden Heft eine anregende Lektüre zur weitreichenden Wechselwirkung zwischen den atmosphärischen Prozessen und dem Energieversorgungsbereich zu ermöglichen.

Detlev Heinemann

D. HEINEMANN, M. SCHROEDTER-HOMSCHEIDT

# 1 „Energiemeteorologie“ – Definition und Aufgaben

## “Energy Meteorology” – definition and tasks

### Zusammenfassung

Die Energiemeteorologie ist ein anwendungsorientiertes Arbeitsgebiet und Forschungsfeld, das sich an den Bedürfnissen einer gesicherten, nachhaltigen und kosteneffizienten Energieversorgung orientiert und gleichzeitig die dafür notwendige meteorologische Grundlagenforschung vorantreibt.

### Summary

“Energy Meteorology” is an application-oriented research area, which is geared to the needs of a reliable, sustainable and cost-effective energy supply and which promotes the required meteorological basic research at the same time.

Die zukünftige Energieversorgung wird zum größten Teil auf erneuerbaren – und damit überwiegend wetterabhängigen – Energien basieren. Energie aus fossilen Quellen wird an Menge und Bedeutung abnehmen und eine veränderte Rolle in einer überwiegend wetterabhängigen Energieversorgung übernehmen. Angesichts der stark zunehmenden Bedeutung von Wetter und Klima für die Energieversorgung wird eine möglichst umfassende Beschreibung der Wechselwirkungen des gesamten Energieversorgungssystems mit den meteorologischen Randbedingungen immer wichtiger. Um dies zu erreichen, müssen vermehrt spezifisch für Energiesysteme angepasste meteorologische Informationen bereitgestellt werden, angetrieben zum Beispiel durch die Entwicklung neuer Mess- und Vorhersagemethoden. Dazu bedarf es einer sehr stark disziplinübergreifenden Zusammenarbeit von Meteorologie, Physik, Ingenieurwissenschaften, Informatik und Ökonomie, um den vielfältigen Aspekten und Zusammenhängen des gesamten Energiesystems gerecht zu werden.

Ein überwiegend auf fossilen Energiequellen aufbauendes Energiesystem nutzt lagerfähige und transportable Energieträger, die räumlich und zeitlich nach Bedarf eingesetzt werden. Meteorologische Themen spielten bisher vor allem in der Gaswirtschaft (Bedarfsplanung), in der Kraftwerkseinsatzplanung (zum Beispiel Kühlwasserverfügbarkeit bei thermischen Großkraftwerken), bei Ausbreitungsrechnungen für Luftbeimengungen im Zusammenhang mit Kraftwerksunfällen und an der Strombörse (Lastprognose) eine Rolle.

Diese Situation verändert sich, wenn zur Energieversorgung zunehmend große Anteile erneuerbarer Energie auf der Basis von Wind, Sonne, Wasserkraft, Meeresenergie, Biomasse etc. herangezogen werden. Erneuerbare Primärenergieträger (zum Beispiel Wind oder Solarstrahlung) müssen dort und zu dem Zeitpunkt in Sekundärenergieträger (zum Beispiel Strom) umgewandelt werden an dem sie auftreten. Sie lassen sich wirtschaftlich heute nur in begrenztem Maße speichern (zum Beispiel Solarenergie in Form von Wärme, Windenergie in Form von Gas, Bioenergie, mobile Speicher in Fahrzeugen) und transportieren. Um erneuerbare Energiesysteme unter diesen Bedingungen ökonomisch erfolgreich zu realisieren, bedarf es einer detaillierten meteorologischen Charakterisierung der Standortbedingungen. Gleichzeitig muss sich das Design dieser Energieerzeugungsanlagen zur Sicherung von Effizienz und Lebensdauer der Anlagen an die meteorologischen Gegebenheiten wie Extremwerte und Variabilitäten (zum Beispiel durch Turbulenz oder dem Spektralverhalten der Strahlung) anpassen. Umfassende Informationen über die räumliche und zeitliche Verfügbarkeit der erneuerbaren Energiequellen spielen in einem solchen Energiesystem somit eine wesentliche Rolle.

Es werden speziell angepasste und standortgenaue Informationen zu langfristig verfügbaren Ressourcen und zunehmend genauere Vorhersagen aller relevanten meteorologischen Parameter in einem großen Zeitbereich von Minuten bis hin zu Wochen benötigt. Dazu gilt es zum Beispiel meteorologische Größen über technologie-spezifi-

sche Modelle in energiespezifische Größen zu übersetzen (zum Beispiel Windgeschwindigkeit in elektrische Leistung). Die Energiemeteorologie soll relevante Parameter in der erforderlichen Genauigkeit und Auflösung aus meteorologischen Modellen oder Erdbeobachtungssystemen ableiten (zum Beispiel die Solarstrahlung aus Satellitendaten oder die Photovoltaik-Stromproduktion summiert für einen Netzeinspeisepunkt) oder vom Wetter beeinflusste Größen (zum Beispiel Bioenergieträger oder Kühlwasserverfügbarkeiten) dynamisch kartieren. Aktuelle Ziele sind unter anderem die Kostenreduktion der Stromerzeugung bei gleichzeitig verringerter Speichernotwendigkeit durch verbesserte Vorhersagen. Zusätzliche Anforderungen stellen die Optimierung von Stromnetz-Betriebsstrategien und die Wechselwirkung verschiedener Energieträger mit ihren räumlichen und zeitlichen Ausgleichseffekten im gesamten Energiemix.

Auf der Verbrauchsseite stellt die Energiemeteorologie an das veränderte Energieversorgungssystem angepasste Methoden der Lastprognose und Laststeuerung (zum Beispiel durch die Optimierung von Produktionsprozessen oder in „Smart Grids“) zur Verfügung. Darüber hinaus ist die Senkung des Gebäudeenergiebedarfs ein wichtiger Baustein der Energiewende, bei dem die Modellierung meteorologischer Einflüsse auf das energetische Verhalten von Gebäuden gefragt ist. Und nicht zuletzt steht die Anpassung der Energiewirtschaft an den Klimawandel auf der Agenda der Energiemeteorologen.

Dieser Text wurde vom Fachausschuss Energiemeteorologie der Deutschen Meteorologischen Gesellschaft zur Definition des angewandten Forschungsgebiets Energiemeteorologie verabschiedet. Die Autoren sind aktuelle Vorsitzende des Fachausschusses.

M. SCHROEDTER-HOMSCHEIDT, H. DEIFEL, D. HEINEMANN

## 2

## Grundlagen des Energiesystems für Energiemeteorologen

### Introduction to the energy supply system for energy meteorologists

#### Zusammenfassung

Nachdem im Rahmen des Editorials bereits ein Überblick über die Energiemeteorologie und deren Teilgebiete und Anwendungsfragen gegeben wurde, soll dieser Artikel nun die notwendigen Grundbegriffe zum Verständnis des Energiesystems einführen und aktuelle Entwicklungen im Stromversorgungssystem beleuchten. Somit werden die durchaus spezifischen Anforderungen an die Energiemeteorologen aus der Praxis heraus motiviert.

#### Summary

Having given an overview on the tasks of energy meteorology as an intra-disciplinary effort in the editorial section, this paper deals with the basics of the energy supply system. Germany's market and energy supply are in the focus, but most principles apply in many countries. The paper's aim is to motivate the specific requirements for energy meteorologists from a practical point of view and to enable energy meteorologists to communicate successfully with energy specialists.

#### 1 Bestehende und neue Aufgaben der Energiemeteorologie

Unser Energiesystem umfasst im Wesentlichen die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. In 2013 wurden 10,4 % des Primärenergieverbrauchs in Deutschland durch erneuerbare Energien abgedeckt. Davon wurden 5,5 % durch feste und gasförmige Biomasse, 1,3 % durch Windkraft und 0,8 % durch Fotovoltaik erbracht (Abb. 2-1). Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Brutto-Stromerzeugung war jedoch mit 23,9 % sehr viel höher – und wurde in 2013 insbesondere mit 8,2 % durch Windkraft, 6,7 % durch Biomasse, 4,9 % durch Fotovoltaik und 3,3 % durch die Wasserkraft erzeugt (Abb. 2-2).

Entsprechend den aktuellen Ausbauzielen der Bundesregierung soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis 2050 mindestens 80 % betragen. Zusätzlich ist zu bedenken, dass diese Zahlen die mittleren Anteile wiedergeben. Stundenweise erreichen Wind und Solarenergie bereits heute zusammen einen Anteil von über 60 % (BURGER 2015). Laut Szenario B des Netzentwicklungsplans - als dem Szenario bei Erreichen der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung - schwankt der Stromverbrauch in 2024 bis zu 84 GW im Laufe des Jahres, während gleichzeitig 137 GW an installierten erneuerbaren Energien erwartet werden (NEP 2014). Somit ist von einer stark zunehmenden Anzahl von Situationen auszugehen, in denen die erneuerbaren Energien den gesamten aktuellen

Strombedarf abdecken oder auch mehr produzieren als momentan benötigt wird. Diese Entwicklungen erhöhen den Bedarf nach der Vorhersage der aktuellen Verfügbarkeit der erneuerbaren Energieträger.

Traditionell wird meteorologische Information im Energiesektor für die Vorhersage des Gasverbrauchs, die Bedarfsprognose („Lastprognose“) im Stromsektor und damit im Bereich des Rohstoffhandels und der Verbrauchsmodellierung verwendet. Hierfür werden insbesondere die meteorologischen Parameter Lufttemperatur, Windgeschwindigkeit und Wolken beziehungsweise Einstrahlung genutzt. Die Einsatzgebiete reichen dabei von der Handelsplanung (zum Beispiel Auftrittswahrscheinlichkeiten in Risikoanalysen aus historischen Zeitserien) und der Systemplanung (zum Beispiel Temperaturen von Überlandstromleitungen und ihre davon abhängende Übertragungskapazität) über Vorhersagen für den täglichen Stromnetzbetrieb und Strombörsenhandel bis hin zur Nutzung von Klimaszenarien zur Adaption an den Klimawandel (zum Beispiel Veränderungen von Heiz- und Klimatisierungsumfang). Und schon frühzeitig gab es wissenschaftliche Arbeiten (zum Beispiel MURPHY et al. 1977, PAGE 1990) zu den Potentialen der Energieeinsparung und deren ökonomischem Wert.

Eine Erweiterung stellt schon bisher die Modellierung der Wasserkraft als erneuerbare Ressource und der Kühlwasserverfügbarkeit für thermische Kraftwerke (Kohle oder Kernkraft) dar. Hier zeigt sich auch die Abhängigkeit auch

der Energieerzeugungssseite von meteorologischen Randbedingungen. Diese Abhängigkeit verstärkt sich derzeit durch zunehmende erneuerbare Energieanteile aus Wind, Sonne, Bioenergie, und gegebenenfalls in der Zukunft Wellen- und Gezeitenenergie. Windgeschwindigkeit, Solarstrahlung, Wolken und Temperatur sind weiterhin die wichtigsten Parameter, allerdings werden neue Anforderungen an die Qualität der Information gestellt. Dies umfasst die benötigten Genauigkeiten in der Quantifizierung, höhere zeitliche und räumliche Auflösungen in Messung, Monitoring und Vorhersage, und die Information über die Variabilität auf allen Skalen beginnend auf der kleinräumigen Mikroskala bis hin zur langfristigen klimatologischen Perspektive.

In der vorliegenden Übersicht konzentrieren wir uns auf das Stromsystem als den Teilsektor des Energiesystems, in dem der Einsatz erneuerbarer Energien gegenwärtig die größten Herausforderungen – gerade auch an die Meteorologie – stellt. Selbstverständlich gibt es vielfältige Querverbindungen zum Beispiel zum Wärmesektor durch die Nutzung von überschüssiger Stromproduktion in Wärmespeichern oder den Betrieb von Kraftwärmekopplungsanlagen, nicht nur anhand des Wärmebedarfs, sondern auch des Strompreises. Daneben gibt es Querverbindungen zum Mobilitätssektor durch die viel diskutierte Nutzung von

Elektromobilität als Energiespeicher im Individualverkehr (Fahrräder, Autos, ...) oder dem Gassektor durch die Erzeugung von Gas als Speicher für momentan überschüssigen Strom zum Beispiel aus der Windenergie zusammen mit der Einspeisung in das konventionelle Gasleitungssystem.

## 2 Angebot und Nachfrage – Erzeugung und Lasten im Stromnetz

Strom hat grundlegende physikalische Eigenschaften, die bei Planung und Betrieb von Stromnetzen beachtet werden müssen. Dazu gehören seine Leitungsgebundenheit und die nur eingeschränkt mögliche Speicherbarkeit in heute zur Verfügung stehenden elektrischen Speichern. Die technische Handhabung des Stromsystems und das Ziel der jederzeit stabilen Stromversorgung stellt die Kernanforderung an das Stromnetz und seine Netzbetreiber dar.

Auf der anderen Seite ist Strom ein handelbares Gut, für das es beispielsweise in Deutschland mit der EEX (European Energy Exchange) eine Börse gibt und für das ein monetärer Wert getauscht wird. Im Bereich des Stromhandels wird quasi angenommen, dass Deutschland und seine Nachbarländer aus einer ideal leitenden Kupferplatte bestehen und Strom im Rahmen der vorhandenen Interkonnektorkapazitäten ohne Einschränkungen von A nach B transportiert werden kann.

Der Stromverbrauch wird als „Last“ bezeichnet. Die Summe aller Verbraucher und damit aller Lasten steht der Summe jeglicher Erzeugung gegenüber und muss jederzeit ausgeglichen sein um die Systemstabilität zu erhalten (Abb. 2-3). Dies ist die zentrale Aufgabe der Stromnetzbetreiber, die über Echtzeit-Regulationsmechanismen den notwendigen physikalischen Ausgleich zwischen den räumlich unterschiedlich verteilten Lasten und Erzeugern gewährleisten. Für die Planung des Stromnetzbetriebs in den kommenden Stunden und Tagen ist eine Prognose der erwarteten Lasten notwendig, um die generelle Kraftwerkseinsatzplanung frühzeitig durchzuführen und gegebenenfalls notwendige Netzabschaltungen zu Wartungszwecken ohne eine Gefährdung der Betriebssicherheit zu ermöglichen. Lastprognosen bedürften schon immer meteorologischer Information, da der Strombedarf für Heizungen („Heizlasten“), Klimaanlage („Kühllasten“) als auch Beleuchtungsanlagen von der Umgebungstemperatur und der vorhandenen Einstrahlung abhängen.

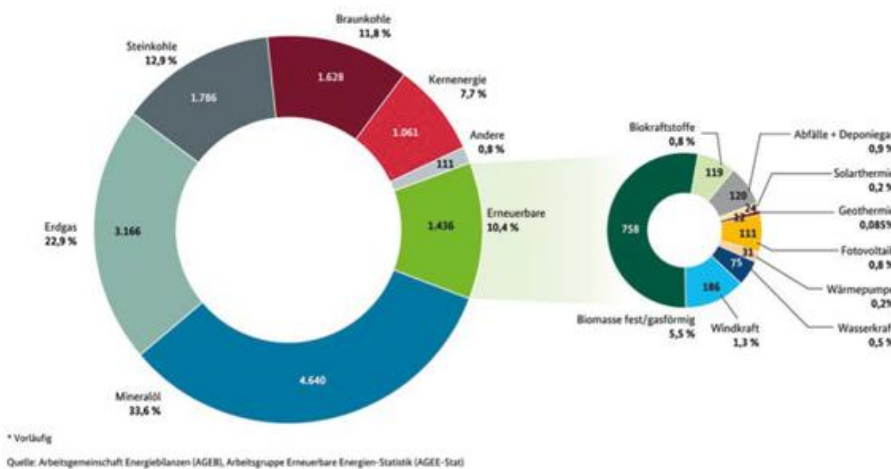


Abb. 2-1: Primärenergieverbrauch in Deutschland für das Jahr 2013, Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat).

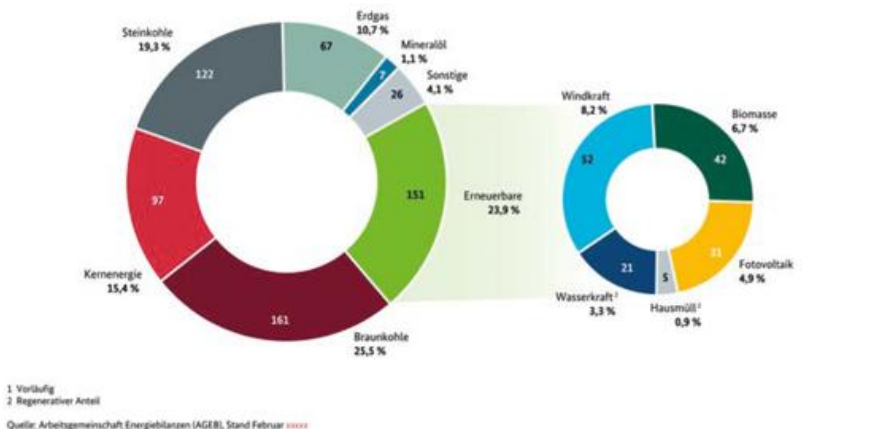


Abb. 2-2: Bruttostromerzeugung in Deutschland für das Jahr 2013, Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)



Abb. 2-3: Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch als permanente Aufgabe im Stromnetz.

Erzeuger von Solar- und Windenergie wurden häufig auch als „negative Lasten“ bezeichnet, denn jede lokale Wind- oder Solarenergieanlage reduziert die regionale Last im entsprechenden Stromnetzsegment, in den dieser Erzeuger einspeist. Durch die wachsende Nutzung der Wind- und Solarenergie und die dadurch zusätzlich auftretenden negativen Lasten werden auch die Unsicherheiten in der Lastprognose und deren Abhängigkeit von der meteorologischen Vorhersagegenauigkeit größer. Zunehmend wird statt von der Lastprognose auch von der Erzeugungsprognose als wesentlichem Teil der Netzsteuerung gesprochen.

Die typische Lastkurve in Deutschland variiert im Tagesverlauf (Abb. 2-4). Typisch sind das Minimum in den frühen Morgenstunden zu allen Jahreszeiten, eine Verbrauchsspitze in den Abendstunden und ein generell höheren Verbrauch im Winter. Standardlastprofile beschreiben Tagesgänge der Last für verschiedene typische Verbrauchsstrukturen in Haushalten, Landwirtschaft und Gewerbe.

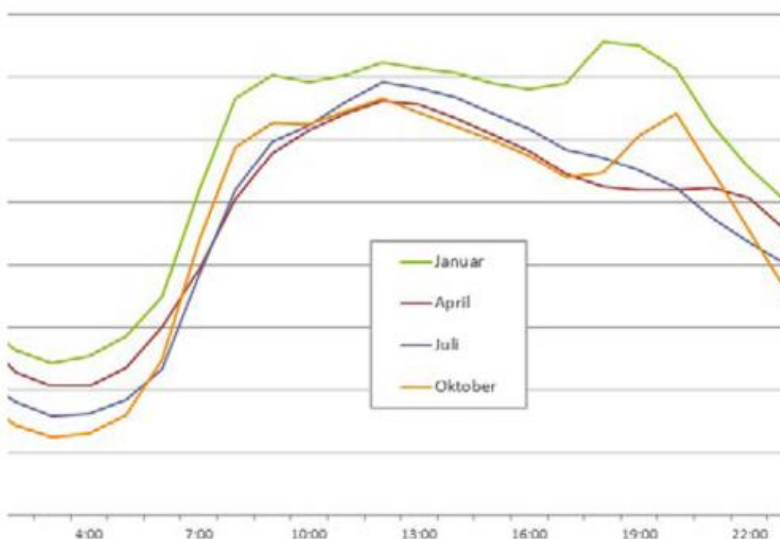


Abb. 2-4: Lastkurven am dritten Mittwoch im Monat für Deutschland, Jahr 2014, Quelle: ENTSO-E.

Abb. 2-5 zeigt das Standardlastprofil für Wohngebiete als schwarze Kurve, während die rote, grüne und blaue Kurve die explizit gemessene Wirkleistung an den drei Phasen des Ortsnetztransformators in einem Testgebiet der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH am 9. Juni 2012 als Beispiel zeigt. Dieser Tag zeichnet sich durch eine sehr variable solare Einstrahlung (gelbe Kurve) aus. Die im Testgebiet auf privaten Häusern installierten Fotovoltaikanlagen speisen den erzeugten Solarstrom ein und wirken somit als „negative Lasten“. In diesem Fall wird sogar die Situation einer negativen Last des gesamten Stromnetzes hinter dem Ortsnetztransformator erreicht. Die Wirkleistung am Transformator wird negativ und dieses Wohngebiet wird somit insgesamt zum Stromerzeuger, statt ein Stromverbraucher zu bleiben. Die Variabilität dieses Vorgangs ist hoch, dementsprechend müssen Stromnetzbetreiber sich in der Zukunft mit einem solch variablen Verhalten auf Ortsnetztransformatorebene regeltechnisch auseinandersetzen und zunehmend Wettervorhersagen als Grundlage der Regelung einsetzen. Entsprechende Aktivitäten unter dem Schlagwort „Smart Grids“ sind vielfach in der Forschung und Entwicklung eingeleitet – ein Beispiel ist das Projekt Orpheus in dem Regelstrategien unter Nutzung von meteorologischen Strahlungsvorhersagen aus COSMO-EU und ECMWF und aus den Meteosat Second Generation Satelliten entwickelt werden (ORPHEUS 2015).

### 3 Stromversorgung im Spannungsfeld von Wettbewerb und Versorgungssicherheit – Wer ist eigentlich der Ansprechpartner des Meteorologen?

Im Rahmen der 1998 einsetzenden Liberalisierung des deutschen Strommarkts wurde das Stromnetz von Erzeugung und Vertrieb wirtschaftlich getrennt (Abb. 2-6). Verbraucher können heute problemlos bei einem Stromanbieter ihrer Wahl einen Stromliefervertrag abschließen und sind nicht mehr an ihre regionalen Stromversorger gebunden. Und auch die Erzeugung wurde vom Stromnetzbetrieb getrennt – neben den traditionellen Kraftwerksbetreibern kann heute jeder zum Beispiel mit seiner Solaranlage auf dem Dach in das Stromnetz einspeisen und somit als Stromerzeuger auftreten.

Zwischen Erzeugung und Verbrauch stehen die Stromnetzbetreiber zur Bereitstellung des technischen Übertragungsmediums. Die Dienstleistungen der Stromnetzbereitstellung vor Ort, der Wartung, der Störungsbeseitigung und der Verbrauchsablesung wird nach wie vor vom örtlichen Verteilnetzbetreiber durchgeführt. Für die überregionalen Stromnetze sind dagegen die Übertragungsnetzbetreiber zuständig. Beide haben die Aufgabe, einen störungsfreien Betrieb zu gewährleisten und die räumlich und zeitlich sich unterscheidenden Erzeugungs- und Verbrauchsmengen durch Regelungstechnik zu balancieren.

Während Erzeugung und Vertrieb von Strom damit vom früheren Monopol einzelner Stromversorger in eine wettbewerbliche Situation überführt wurden, gibt es weiterhin eine Monopolstellung der Stromnetzbetreiber als Mittler zwischen Erzeugern und Verbrauchern. Diese werden durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) als Regulierungsbehörde überwacht. Nachgewiesen notwendige Kosten des Netzbetriebs werden im Rahmen der gesetzlichen Randbedingungen in Nutzungsentgelte umgewandelt, die der Verbraucher als Teil seines Strompreises bezahlt. Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass der Netzbetrieb organisatorisch und ökonomisch von der Erzeugungs- und der Vertriebsseite getrennt wird. So wird vermieden, dass die Monopolstellung des Stromnetzbetreibers die freien Marktbedingungen auf Angebots- und Nachfrageseite negativ beeinflusst und Wettbewerbsregeln verletzt werden. Dieses Prinzip führte in den vergangenen Jahren zur Aufspaltung der bisherigen Energieversorgungsunternehmen in separate Firmen zum Kraftwerksbetrieb, dem Vertrieb von Strom und zur Netzplanung beziehungsweise dem Netzbetrieb.

Für den Meteorologen bedeutet dies eine signifikante Änderung: Während früher einzelne Stromversorger und ihre „Datenbeauftragten“ die Ansprechpartner der meteorologischen Dienstleister waren und diese „Datenbeauftragten“ alle Anforderungen des Stromversorgers im Auge hatten, hat sich die Zahl der Akteure heute vervielfacht. Je nach Zugehörigkeit des Gesprächspartners zu den Bereichen Er-

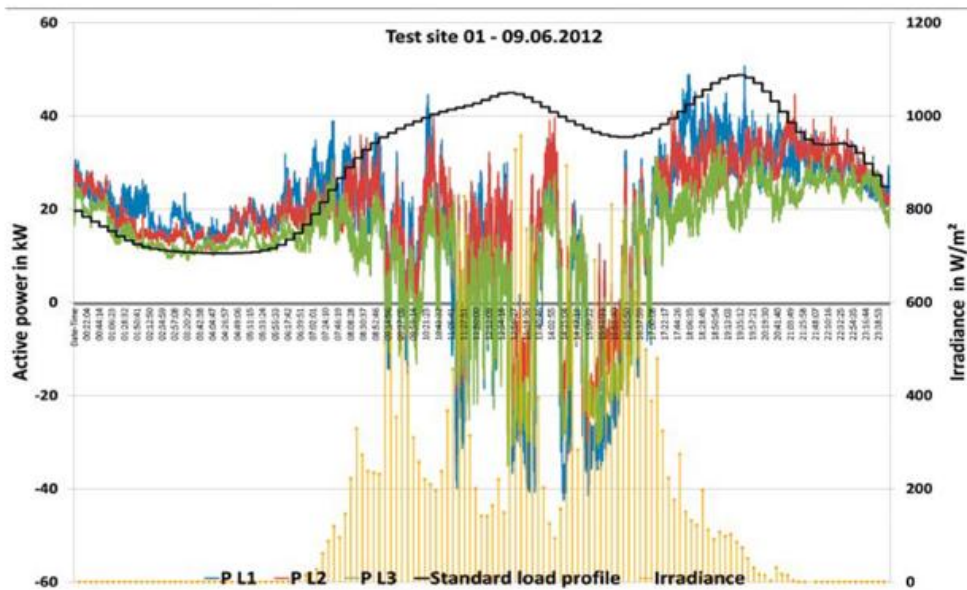


Abb. 2-5: Lastumkehr (grün, rot und blau für die drei vermessenen Phasen) am Ortsnetztransformator durch variable Solarenergieeinspeisung (rechte Skala, gelbe Kurve) und das angenommene Standardlastprofil für Wohngebiete (schwarz), Quelle: HS Ulm/Stadtwerke Ulm.

zeugung, Stromhandel, Netzbetrieb oder Vertrieb ergeben sich sehr unterschiedliche Anforderungen nach relevanten meteorologischen Parametern, der nötigen raumzeitlichen Auflösung, relevanter Vorhersagehorizonte von Minuten zu Tagen, oder der Relevanz von Punkt-Termin-Prognosen im Vergleich zu flächig gemittelten Vorhersagen. Diese Anforderungen werden oft unabhängig voneinander kommuniziert und jeder Meteorologe in diesem Arbeitsgebiet hat zunehmend eine größere Anzahl von Ansprechpartnern.

#### 4 Stromnetzbetrieb

Zur Echtzeitsteuerungsfähigkeit von Stromnetzen müssen diese in Teilbereiche aufteilbar sein. Dies geschieht einerseits räumlich durch die geographische Beschränktheit von Stromnetzen und Übertragungsleitungen zwischen

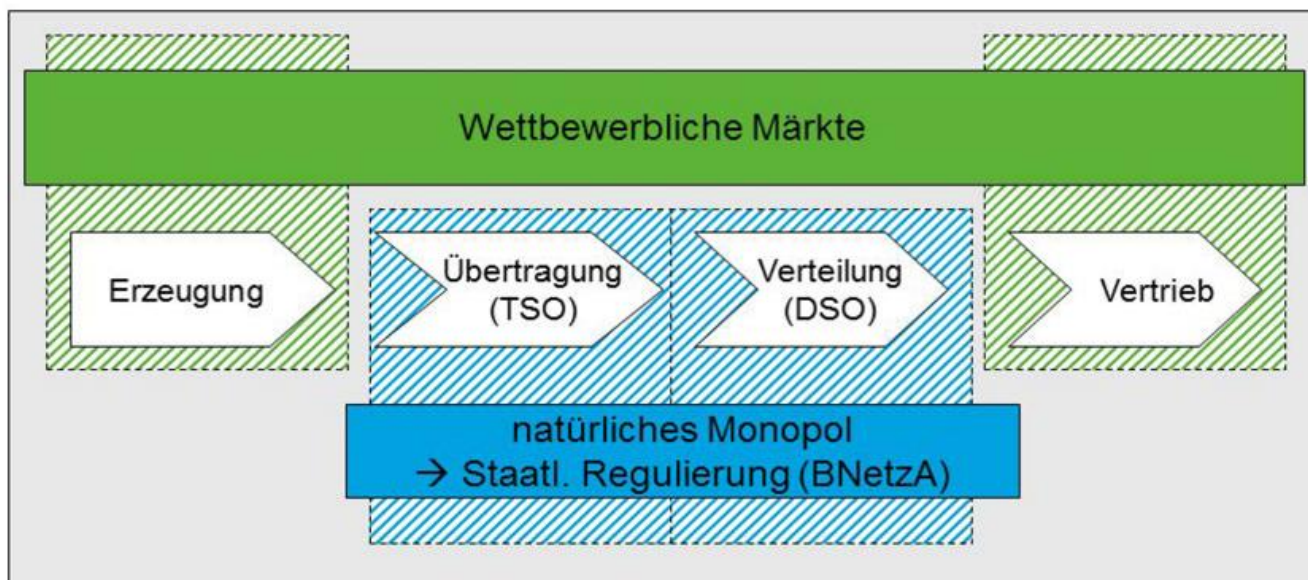


Abb. 2-6: Trennung von Erzeugung, Stromnetz und Vertrieb seit der Deregulierung der Stromversorgung im Jahre 1998.



Abb. 2-7: Übersicht der verschiedenen Übertragungs- und Verteilnetze in ihrer kaskadenartigen Anordnung, Quelle: RWE Deutschland.

einzelnen zum Beispiel nationalen Netzen und andererseits durch die Aufteilung des Stromnetzes in verschiedene Spannungsebenen. Die Nutzung hoher Spannungsebenen erlaubt außerdem die Minimierung der Stromverluste während der großräumigen Transporte.

Das Übertragungsnetz verbindet Deutschland mit dem europäischen Ausland. Das Hochspannungsnetz dient der überregionalen Stromverteilung, während niedrigere Spannungsebenen die regionale oder lokale Verteilung bis zur Anbindung jedes einzelnen Haushalts verantworten. Das Übertragungs- beziehungsweise Transportnetz wird mit Höchstspannung auf der 230 kV- oder 400 kV-Ebene versorgt, während die Verteilnetze auf der Hochspannungsebene von 110 kV, mit der Mittelspannung von 10, 20 oder 30 kV oder als Niederspannungsnetz von 230 oder 400 V betrieben werden. Mit Hilfe von Transformatoren in Umspannwerken beziehungsweise Ortsnetztransformatorstationen werden die verschiedenen Netzbereiche gekoppelt.

Große, konventionelle Kraftwerke mit einer Leistung von typischerweise 500 MW und mehr speisen ihre Stromproduktion im Übertragungsnetz ein. Großverbraucher wie zum Beispiel der Zugverkehr oder stromintensive Industriebetriebe zum Beispiel der Stahlindustrie sind mit dem Hochspannungsnetz verbunden, während sonstige Indust-

riebetriebe im Mittelspannungsnetz ankoppeln und private Haushalte und kleinere Gewerbebetriebe im Niederspannungsnetz versorgt werden. Größere Windparks (und auch größere Solarkraftwerke) speisen typischerweise in das Mittelspannungsnetz ein, während einzelne Windkraftanlagen und dezentrale Fotovoltaiksysteme meistens auf der Niederspannungsebene integriert werden (Abb. 2-7)

Das deutsche Übertragungsnetz ist in vier Regelzonen aufgeteilt, die derzeit von den Firmen TenneT, 50Hertz, Amprion und TransnetBW als Übertragungsnetzbetreiber („transmission system operators“, TSO) realisiert werden (Abb. 2-8) Die Verteilnetze werden dagegen von einer Vielzahl verschiedener Unternehmen betrieben. Insgesamt gibt es in Deutschland über 850 kommunale und regionale Netzbetreiber (Quelle: Statista.com), die sich häufig aus den örtlichen Stadtwerken gebildet haben.

Generell sind Transport- und Verteilnetze als Wechselstromnetze realisiert. Ausnahmen bestehen bei Seekabeln zur Anbindung von Windparks, bei denen heute schon Gleichstromverbindungen eingesetzt werden. Im Rahmen der Netzausbauplanung sind derzeit ebenfalls Gleichstromverbindungen über lange Entfernungen zwischen Norddeutschland und dem Ruhrgebiet beziehungsweise Süddeutschland zum Transport des zunehmenden Windstroms zu den Ballungsgebieten im Gespräch. Ansonsten jedoch wird das Stromnetz als Wechselstromnetz betrieben und das Hauptziel ist die permanente Gewährleistung einer stabilen Netzfrequenz von 50 Hz und die Einhaltung eines definierten Spannungsbands rund um die Norm-Spannung im jeweiligen Netzbereich. Steigender Verbrauch in einem Netzbereich führt generell zu einer abfallenden Frequenz und diese muss entsprechend geregelt werden. Dabei ist jedes Land prinzipiell für den jederzeitigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch in seinem eigenen Über-



Abb. 2-8: Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber, Quelle: Netzentwicklungsplan Strom 2014.

tragungsnetz verantwortlich. Daher spielen zunächst die auf europäischer Skala deutlicher als auf nationaler Skala auftretenden Mittelungseffekte der räumlichen Vorhersagefehler zunächst im nationalen Netzbetrieb keine Rolle. Dieser Effekt kommt erst durch den grenzüberschreitenden Austausch von Regelleistung letztendlich zum Zuge.

Die UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) wurde 1951 von Belgien, Deutschland, Frankreich, Italien, Luxemburg, den Niederlanden, Österreich und der Schweiz gegründet und setzte Regeln für den Stromnetzbetrieb in allen Partnerstaaten fest. Die UCTE ist heute Teil des ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators), häufig wird jedoch weiterhin der Begriff der Netzwerkkontrolle nach den Prinzipien des UCTE Operation Handbook (UCTE 2009) verwendet. Dazu gehören die Regelleistungsvorhaltung von mindestens 2 % des Verbrauchs zur gesicherten Ausregelung kurzfristiger Differenzen von Erzeugung und Verbrauch, das Prinzip der Leistungs-Frequenz-Regelung mit dem Ziel die Normfrequenz von 50 Hz mit einer Schwankungsbreite von maximal 0,8 Hz einzuhalten, und die Sicherstellung des n-1-Prinzips. Darunter wird die laufende Kontrolle des Netzzustands verstanden mit dem Ziel, jederzeit den Ausfall einer einzelnen Leitung ohne eine Verletzung des zulässigen Frequenzbands verkraften zu können. Im Rahmen der Kontrollmechanismen wird zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärkontrolle unterschieden. Mechanismen der Primärkontrolle ermöglichen eine vollautomatische Aktivierung innerhalb von Sekunden sobald Messungen der Frequenz eine Differenz zum Normwert von 20 mHz anzeigen. Häufig werden Systeme eingesetzt, die vollautomatisch bei einer Frequenzerhöhung eine höhere Leistung nutzen und umgekehrt und somit der Frequenzänderung entgegenwirken. Maßnahmen der Sekundärkontrolle dienen der Regelung im Zeithorizont von Minuten und laufen

ebenfalls automatisch ab – dazu gehören zum Beispiel der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken oder schnell reagierenden Gasturbinen. Die Tertiärkontrolle ist dem überlagert und wird alle 15 Minuten durchgeführt. Sie umfasst bei Bedarf auch manuelle Eingriffe durch die Änderung von Kraftwerksfahrplänen, das Hinzu- oder Wegschalten variabler Lasten oder auch von Teilbereichen des Netzes.

Diese sowohl räumlich als auch zeitlich gestaffelten Regelungsmöglichkeiten führen zur Anforderung an die Meteorologie 15-minütig aufgelöste Vorhersagen für die kommenden 48 Stunden bereitzustellen. Diese Regelungsaufgaben werden derzeit nur von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt, daher werden heutzutage räumliche Mittelwerte der Wind- und Solarstrom-Erzeugung und des Verbrauchs auf Regelzonenebene benötigt. Insbesondere zur Verbrauchsmodellierung, das heißt der Lastkurvenmodellierung werden auch Wettervorhersagen von Temperatur und Globalstrahlung des aktuellen Tages herangezogen. Dabei sind insbesondere Phasenfehler von Rampenereignissen (zum Beispiel Frontdurchgang mit starker Windzunahme oder Hochnebelauflösung) zu vermeiden, bei denen sich die Fehler an vielen einzelnen regenerativen Erzeugungsanlagen addieren und insgesamt auf Regelzonenebene eine signifikante Fehlprognose entstehen kann. Die Produktionsvorhersage für eine einzelne Windkraft- oder Solaranlage ist bei dieser Aufgabenstellung nicht relevant, solange der Regelzonen-Mittelwert repräsentativ bleibt.

Auf Verteilnetzebene dagegen besteht derzeit keine gesetzliche Verpflichtung für eine eigenständige Regelung, dort werden nur Regelungsaufträge der übergeordneten Übertragungsnetzebene ausgeführt. Allerdings werden mittelfristige Wettervorhersagen zur Wartungsplanung genutzt – gerade in regionalen Verteilnetzen mit einem hohen Windstromanteil in Norddeutschland ist dieses zunehmend der Fall. In der Forschung dagegen werden zunehmend Ansätze für die Integration meteorologischen Nowcastings auch auf der Verteilnetzebene untersucht, da ein zunehmender Regelungsbedarf auch auf dieser Netzebene und entsprechende Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen erwartet werden (zum Beispiel RIKOS et al. 2008, RUF et al. 2014).

### 5 Die Sicht eines Kraftwerksbetreibers

Unabhängig vom konkreten meteorologischen Parameter und Energieträger lässt sich generell eine Informationskaskade beschreiben, die für jede regenerative Energieerzeugungsanlage im Laufe ihrer Planung, ihres Baus, während ihres Betriebs und ihrer Integration in das Strom- beziehungsweise Energieversorgungsnetz gilt (Abb. 2-9). Und auch für Netzausbauplanung oder in der Entwicklung von Geschäftsmodellen im Vertrieb stellen sich ähnliche Fragestellungen. Diese Kaskade umfasst folgende Bestandteile:

- Potentialkarten, die oft in Form von Atlanten die mittleren Vorkommen beziehungsweise Erträge einer Energiequelle in verschiedenen Regionen darstellen (Abb.

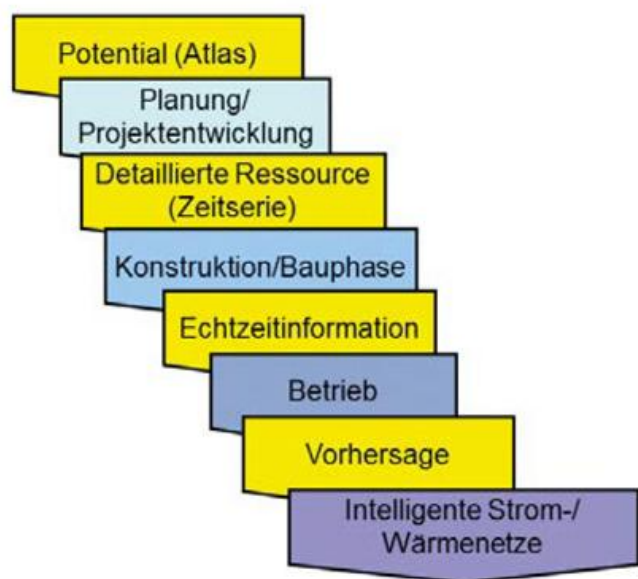


Abb. 2-9: Kaskade der nötigen meteorologischen Information bei verschiedenen Akteuren im Energiesystem, Quelle: C. Hoyer-Klick, DLR-ITT.

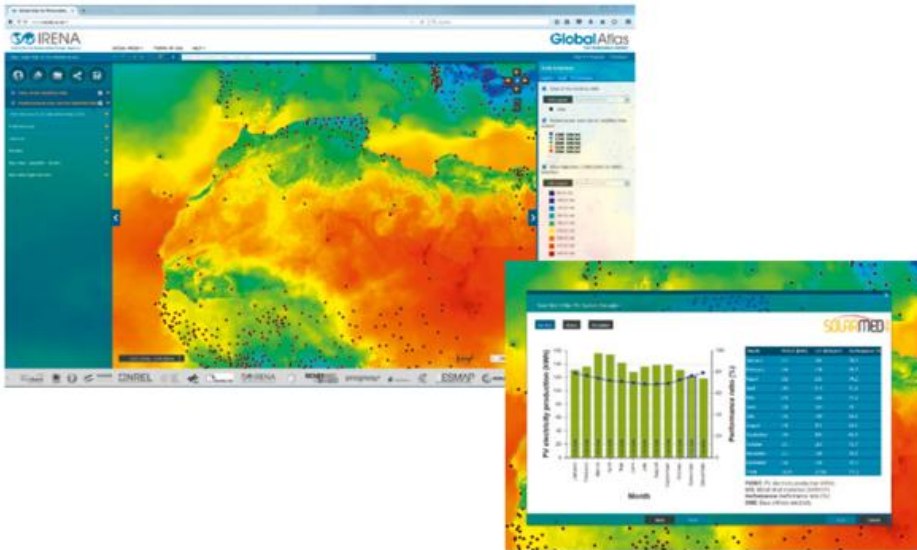


Abb. 2-10: Beispiel für einen Potentialatlas der Solarstrahlung – Globaler Atlas der IRENA (International Renewable Energy Agency), Quelle: <https://globalatlas.irena.org>.

2-10). Diese dienen der Planung ganzer Energiesysteme eines Landes, der Entwicklung von politisch/ökonomischen Randbedingungen zum Beispiel durch Regulierungen oder Marktanzreizsysteme, oder der ersten Grobplanung in der Projektentwicklung auf der Suche nach einem Standort für ein Kraftwerk.

- Für eine weitere Feinplanung eines Kraftwerks in seiner technischen Auslegung, aber auch zur Quantifizierung seiner ökonomischen Rentabilität werden detaillierte Zeitserien einer Ressource an einem bestimmten Standort verwendet. Diese sollten über mehrere Jahre reichen, idealerweise als klimatologischer Datensatz von 30 Jahren. In der Praxis können oft jedoch aufgrund der fehlenden Datenlage nur deutlich weniger Jahre verwendet werden und das Risiko des Investors aufgrund unbekannter Rahmenbedingungen der Investition ist erhöht.
- Sobald Kraftwerke in Betrieb genommen werden, müssen die Ressourcen in nahezu Echtzeit möglichst genau bekannt sein, um einen technisch und ökonomisch effizienten Kraftwerksbetrieb sicherzustellen. Echtzeitdaten erlauben gegebenenfalls auch die Beteiligung an Systemdienstleistungen zur Stabilisierung des Stromnetzes als zusätzliches Geschäftsmodell für den Kraftwerksbetreiber. Je nach Strommarktdesign in den

abgeschätzt werden. Zusätzlich erlaubt solch eine Prognose die Steuerung kommender „smarter“ Netze oder hybrider Netze, die zum Beispiel Strom- und Wärmesektor koppeln.

verschiedenen Ländern müssen Kraftwerksbetreiber für Prognosefehler durch Strafzahlungen an den Übertragungsnetzbetreiber gerade stehen oder den im Vergleich zur vorangekündigten Strommengenprognose zu viel oder zu wenig erzeugten Strom an der Strombörse auf eigenes Risiko handeln, um ihre Verpflichtungen gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber einzuhalten.

- Aus Sicht des Stromnetzbetreibers muss für jede Erzeugungsanlage beziehungsweise eine Gruppe von Anlagen deren Erzeugungsprofil der kommenden Stunden bis Tage bekannt sein beziehungsweise mit Hilfe von stündlich oder besser aufgelösten Vorhersagen

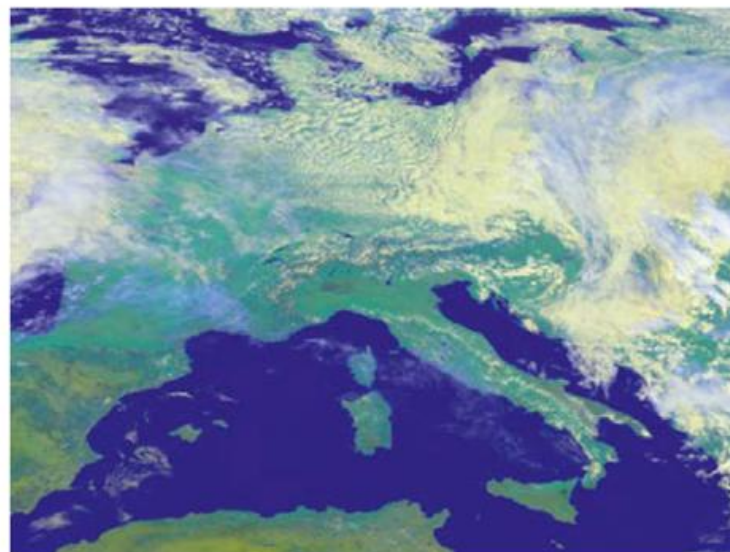
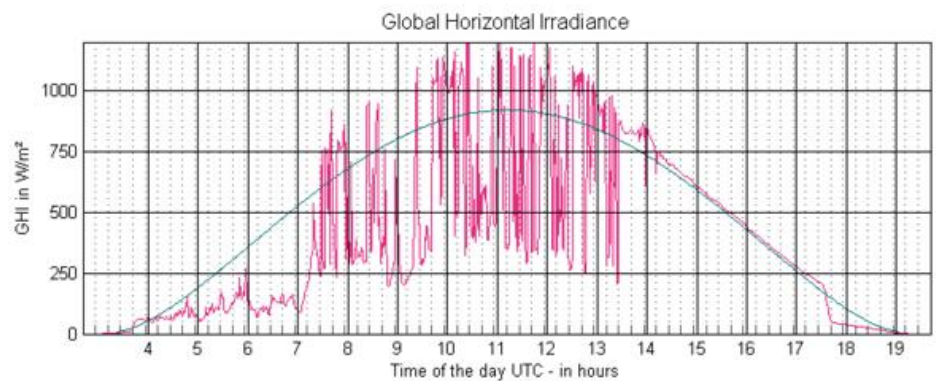
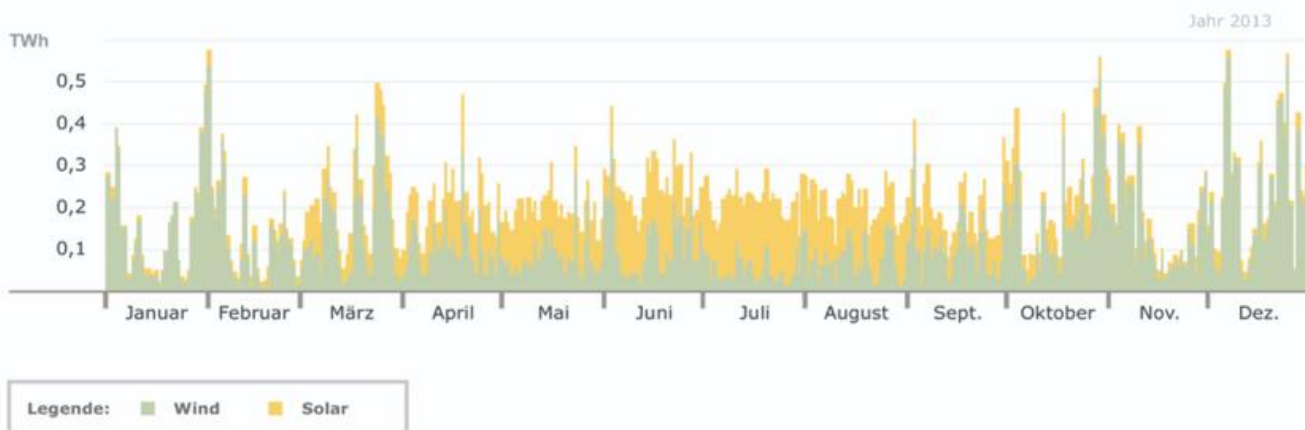


Abb. 2-11: Zeitliche Variabilität der Globalstrahlung im Laufe des Tages (Zeit in UTC) an der Station Meteorologisches Institut München am 5. Juni 2012 (GLAS 2014) und die dazugehörige räumliche Variabilität der Wolken in der 1200 UTC-Szene des Meteosat Second Generation Satelliten (Copyright EUMETSAT/DLR).

### Tägliche Produktion Solar und Wind



### Tatsächliche Produktion

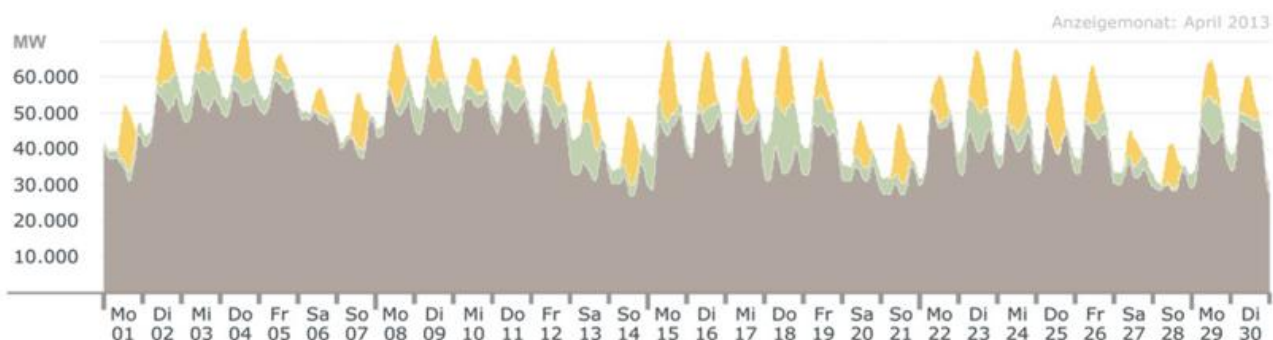


Abb. 2-12: Tägliche Energieproduktion für 2013 (oben) und täglich erzeugte Leistung (unten) von Solarstrom (gelb), Windstrom (grün) und konventionell (grau) erzeugtem Strom für das Beispiel April 2013 im deutschen Versorgungsnetz (auf Basis der Daten der Leipziger Strombörse EEX, aufbereitet durch B. Burger, Fraunhofer Institut für Solar Energiesysteme, <http://www.energy-charts.de>).

Speziell für die erneuerbaren Energiequellen Wind- und Solarenergie ist insbesondere deren natürliche Variabilität zu berücksichtigen. Im Rahmen von Potentialanalysen und häufig auch zur technisch-ökonomischen Anlagenauslegung werden mittlere Jahreserträge, typische meteorologische Jahre oder im besten Fall Stundenmittelwerte von Windgeschwindigkeit oder solarer Einstrahlung genutzt. In der Realität unterliegen jedoch beide Parameter einer hohen räumlichen und zeitlichen Variabilität von Ort zu Ort und können von einer Minute zur anderen stark schwanken (Abb. 2-11). Insbesondere in der technischen Auslegung eines Kraftwerks oder eines Stromnetztes sollten die raumzeitlichen Variabilität und ihr lokales Auftreten berücksichtigt werden, um einen möglichst hohen Wirkungsgrad beziehungsweise das ökonomische Optimum des Verhältnisses zum notwendigen Investitionsvolumen sicherzustellen.

Aus Sicht des Netzbetriebs und auch des Stromhandels mittelt sich diese sehr hohe raum-zeitliche Variabilität über das virtuelle Zusammenwirken verschiedener Fotovoltaik- oder Windenergieanlagen in einem Versorgungsgebiet oder die thermische Trägheit von Wärmeträgermedien in solarthermischen Kraftwerken jedoch teilweise heraus. Aus einer Variabilität im Sekunden-takt am einzelnen Standort wird so an den meisten Ta-

gen eine in der Praxis relevante Variabilität im Stunden- oder Tagestakt (Abb. 1-12). Das Zusammenschalten von virtuellen Kraftwerken oder die Direktvermarktung von ganzen Kraftwerksgruppen am Markt sind Optionen, diesen Effekt als Kraftwerksbetreiber zu nutzen. Hier ist vor allem zu beachten, ob sich systematische Fehler in mittleren Datensätzen befinden, ob die Häufigkeitsverteilung der vorkommenden Einzelwerte in Zeitserien für lange Zeiträume repräsentativ ist, und insbesondere, ob zum Beispiel Vorhersagen der Windgeschwindigkeit einem raum-zeitlich gekoppelten Phasenfehler unterliegen. Außerdem sollten Situationen mit starker Variabilität innerhalb weniger Minuten - sogenannte Rampen der Erzeugung aufgrund der meteorologischen Gegebenheiten zum Beispiel während eines Frontdurchgangs oder bei einer raschen Nebelauflösung - separat betrachtet werden.

Neben Wind- und Solarenergie weisen aber auch andere meteorologisch bedingte Parameter eine deutliche räumliche und vor allem von Jahr zu Jahr auftretende Variabilität auf. Beispiele für Auswirkungen im Energiesystem sind die räumlich und im Jahresvergleich zeitlich variablen Bioenergieressourcen, die Kühlwasserverfügbarkeit und insbesondere der Energieverbrauch auf der Kundenseite.

## 6 Der Stromhandel in Deutschland

Auf technischer Ebene verbindet das Stromnetz Erzeuger und Kraftwerksbetreiber mit der Vertriebsseite, die letztendlich Energie an die Verbraucher liefert und verkauft (Abb.2-6). Auf ökonomischer Seite wird diese Funktion einerseits durch die Energiebörse EEX (European Energy Exchange) mit ihren langfristigen Terminkontrakten für Monate, Quartale oder Jahre und andererseits durch zum Beispiel das deutsch-französische Joint-Venture und EEX-Tochterunternehmen EPEX SPOT (European Power Exchange) für den Day-Ahead- und Intra-Day-Handel gewährleistet. Kraftwerksbetreiber auf der einen Seite möchten ihre erzeugte Energie zum bestmöglichen Preis verkaufen, der Vertrieb auf Endkundenseite dagegen muss sich in der Regel entscheiden, ob er seine Verpflichtungen mit eigener Erzeugungskapazität erfüllen kann und möchte. Dabei stellt sich sowohl die Frage nach der Menge des selbsterzeugten Stroms im Verhältnis zur stündlich prognostizierten Lastkurve der zu versorgenden Verbraucher als auch die Frage, ob die Eigenerzeugung rentabel ist oder gegebenenfalls die Beschaffung über die Strombörse in einer einzelnen Stunde oder gar über Jahre hinweg günstiger ist.

Terminkontrakte entsprechen einem Vertrag, bei dem der Käufer zu Vertragsabschluss eine bestimmte Energiemenge für einen Termin in der Zukunft bestellt und sich auf einen Preis festlegt, der bei Fälligkeit des Termins gezahlt wird. Hierfür spielen langfristige Erwartungen von Erzeugung und Verbrauch eine Rolle. Diese hängen zum Beispiel von der Entwicklung der Rohstoffpreise ab, dem Tagestyp (Wochenende/Wochentag), den Ferienzeiten, den Wartungsplänen von Großkraftwerken und dem Verhalten in den europäischen Nachbarmärkten. Neben all diesen Faktoren wird dabei der Verbrauch auch in Abhängigkeit vom typischen Klima modelliert, denn eine grundlegende Abhängigkeit zu meteorologischen Parametern besteht durchaus. Allerdings wird diese im Allgemeinen durch die klimatologische Skala beschrieben. Es werden aber durchaus auch saisonale Vorhersagen genutzt, um die Wahrscheinlichkeiten für heiße, trockene Sommer mit hohen Kühllasten bei gleichzeitig abnehmender Kühlwasserversorgung in thermischen Kraftwerken oder kalter Winter mit hohen Heizlasten und höheren Rohstoffpreisen zu quantifizieren.

An der Strombörse oder mit Hilfe von Brokern werden Energiemengen in einzelnen Stunden oder Gruppen von Stunden (Blöcke) gehandelt. Dabei wird zwischen dem Day-Ahead (Folgetag) und dem Intra-Day-Handel unterschieden. Bei der Teilnahme an der Auktion für den Day-Ahead-Handel ist der Abgabeschluss für Handelsangebote um 12 Uhr CET zu beachten – jegliche auf Wettervorhersagen beruhende Abschätzung zum Beispiel für die Windenergieproduktion für den Folgetag muss daher deutlich vor 12 Uhr CET erstellt werden. Insbesondere für die Nutzung von Persistenzvorhersagen in der Vorhersageverifikation bedeutet dies, dass die Persistenz als Referenz niemals der Vortag sein kann, sondern zum Beispiel der zum Zeitpunkt 12 Uhr CET als einziger vollständig vorlie-

gender Vor-Vortag als Referenz genommen werden muss. Dies ist im Rahmen der standardgemäßen Verifikation von Wettervorhersagen ansonsten nicht üblich und muss im Zusammenhang mit Day-Ahead-Untersuchungen separat beachtet werden (zum Beispiel KRAAS et al. 2013 oder SCHROEDTER-HOMSCHEIDT et al. 2013).

Im Intra-Day-Handel an der EPEX SPOT dagegen gibt es keine spezifischen Fristen und der Handel findet kontinuierlich für Einheiten von jeweils einer Stunde und auch für 15-Minuten-Blöcke statt. Allerdings müssen gekaufte Energiemengen dem Übertragungsnetzbetreiber mindestens mit einem Vorlauf von 45 Minuten zur nächsten Viertelstunde gemeldet werden. Insgesamt ergibt sich so eine Verzögerung von etwa eine Stunde zwischen dem Handel am Intra-Day-Markt und der tatsächlichen Energiebereitstellung. Diese - meteorologisch gesehene - kurze Verzögerung erlaubt den Einsatz von Nowcasting-Methoden zum Beispiel durch die Kurzfristassimilation von Beobachtungsdaten in Wettermodellen oder die Nutzung von Satelliten zur Wolken- und damit der Solarenergie-Kurzfristprognose. Diese Vorhersagen müssen in einer 15-Minuten-Auflösung bereitgestellt werden. Diese Option besteht jedoch nicht generell in allen Strommärkten – in Spanien zum Beispiel liegen auch im Intra-Day-Handel 3 bis 4 Stunden zwischen Abgabeschluss von Kauf-/Verkaufsangeboten und der dann zehn oder mehr Stunden dauernden Gültigkeitsperiode dieser Angebote. Solch ein Strommarkt-Design reduziert die Möglichkeit der Nutzung meteorologischer Nowcasting-Methoden erheblich, da diese oftmals nur einen positiven Einfluss für die kommenden 4 und 6 Stunden aufweisen (zum Beispiel PEREZ et al. 2010 für Solarvorhersagen). Zusätzlich muss einschränkend darauf hingewiesen werden, dass derzeit das Marktvolumen im Intra-Day-Handel nur etwa 10 % des Day-Ahead-Handels beträgt. Die Möglichkeiten mit Hilfe meteorologischer Nowcastingmethoden signifikant beizutragen ist daher im Moment noch als gering einzuschätzen, es wird aber eine zunehmende Bedeutung des Intra-Day-Handels erwartet.

Trotz aller bisher diskutierten Marktmechanismen der Terminkontrakte und des EPEX- Stromhandels bestehen in der Realität im Allgemeinen immer noch Ungleichgewichte zwischen tatsächlicher Erzeugung und Verbrauch. Hierfür betreiben die Übertragungsnetzbetreiber zusätzliche Regelenergiemärkte. Dort können hochflexible Kraftwerkseinheiten Regelenergie bereitstellen. In Deutschland werden die anfallenden realen Kosten im Nachhinein entsprechend dem Verursacherprinzip und damit entsprechend der jeweiligen Fehler der Produktions- oder Lastvorhersagen umgelegt, in anderen Ländern und Strommärkten gibt es jedoch auch andere Verfahren, die teilweise vom individuellen Fehler der Produktions- oder Verbrauchsprognose unabhängig sind (zum Beispiel in Spanien). Diese Strafzahlungen sind variabel und hängen stark von der Richtung des Vorhersagefehlers ab. Je nach gleichzeitig summarischem Verhalten aller Marktteilnehmer können sie auch null werden oder hohe positive oder negative Werte erreichen. Eine Abhängigkeit von der Höhe oder der Art des Vorhersage-

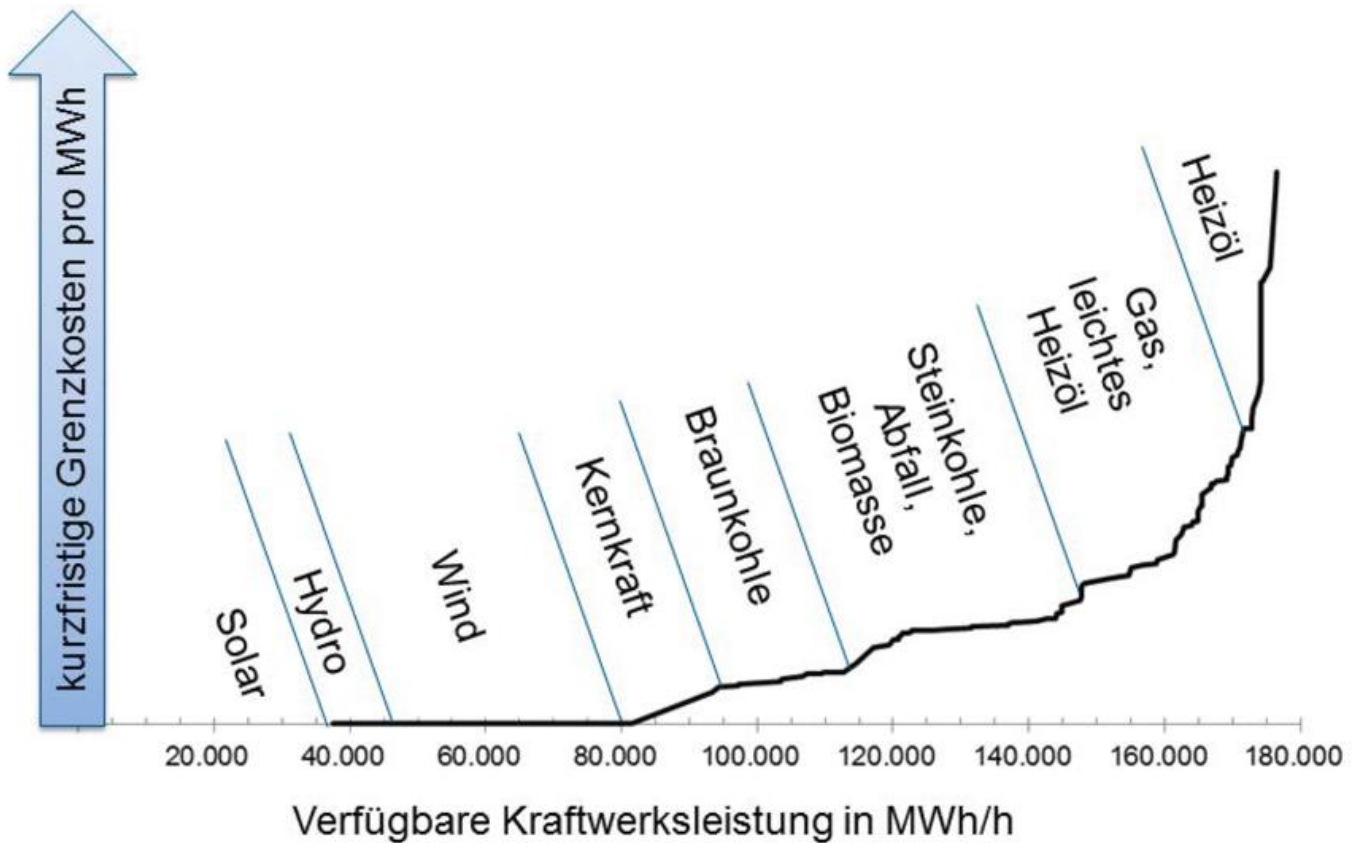


Abb. 2-13: Exemplarische Grenzkostenkurve für Deutschland (Stand 2015).

fehlers ist a priori nicht bekannt. Eine Analyse kritischer Vorhersagefehler eines Wettervorhersageverfahrens im Hinblick auf Regelenergiekosten kann daher nur im Nachhinein erfolgen.

Neben zusätzlichen Regelenergiekosten infolge von Wettervorhersagefehlern gibt es den Effekt starker kurzfristiger Spitzen des Strombörsenpreises beziehungsweise teilweise eines sogar negativ werdenden Strombörsenpreises in einzelnen Stunden. Hierfür muss zunächst die Preisbildung an der Strombörse erläutert werden: Verschiedene Kraftwerkstechnologien zeichnen sich durch unterschiedliche Grenzkosten aus – unter Grenzkosten wird dabei der Kostenzuwachs durch die Mehrproduktion einer Einheit verstanden. Bei fossilen Kraftwerken wird dies im Wesentlichen durch die Brennstoffkosten bestimmt – Investitions- und Wartungskosten dagegen machen nur einen sehr kleinen Anteil aus, da diese über alle Betriebsstunden eines Kraftwerks verteilt werden. Für erneuerbare Energieträger wie Wind und Sonne dagegen sind die Grenzkosten nahezu Null – existiert die Anlage erst einmal, so entstehen keine Brennstoffkosten für eine zusätzliche erzeugte Einheit und es fallen nur noch die verteilten Investitions- und Wartungskosten an. Diese werden jedoch an anderer Stelle durch die EEG-Umlage teilweise refinanziert, das heißt bei den Erneuerbaren sind die Grenzkosten wesentlich geringer als die eigentlichen Stromgestehungskosten. Sortiert man alle Kraftwerke nach der Höhe ihrer Grenzkosten (Abb. 2-13), so sortieren sich die Erneuerbaren ganz links bei Grenzkosten nahe Null ein, danach schließen sich die Kernener-

gie, Braun- und Steinkohle, Erdgas und abschließend die auf Öl basierenden Kraftwerke in dieser Reihenfolge an.

Diese Sortierung der Reihenfolge entsprechend ihrer Grenzkosten wird als Merit-Order-Prinzip bezeichnet, da hiermit die optimale Einsatzreihenfolge der Kraftwerke aus ökonomischer Sicht definiert wird. Technische Randbedingungen wie nötige Ausgleichseffekte, zum Beispiel von Gaskraftwerken zum Ausgleich variabler Windproduktion oder Mindestlaufzeiten für Grundlastkraftwerke basierend auf technischen Randbedingungen, werden hierbei nicht betrachtet.

In jeder einzelnen Handelsstunde an der Strombörse wird aus allen Angeboten solch eine Grenzkostenkurve gebildet und mit der angemeldeten Nachfrage aller Kaufinteressenten verglichen. Der aktuelle Strombörsenpreis für diese Stunde wird als der Preis des teuersten gerade eben noch ausgeführten Angebots definiert. Diesen erhalten alle Anbieter, die günstiger angeboten haben und damit zum Zuge kommen. Unter dem Merit-Order-Effekt wird dabei die Verdrängung von teurer produzierenden Gas- und Ölkraftwerken durch den Markteintritt der Erneuerbaren bei gleichzeitig auftretender Senkung des Strombörsenpreises bezeichnet.

Großräumige Vorhersagefehler der Wind- und Solarenergieproduktion in ganz Deutschland können sich sowohl in sehr hohen, aber auch sehr kleinen bis hin zu negativen Strombörsenpreisen äußern. Abb. 2-14 zeigt die Strompro-

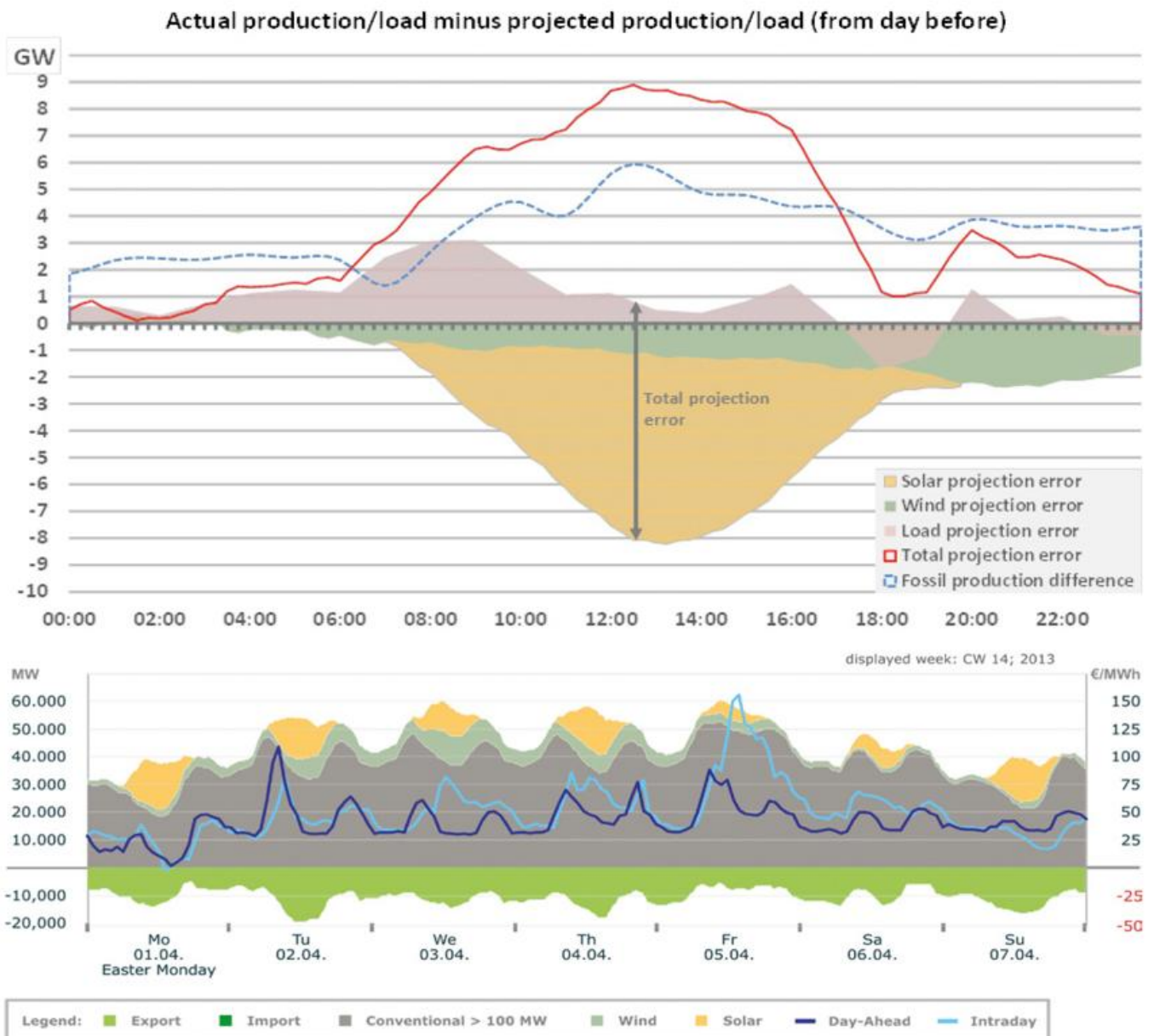


Abb. 2-14: Fehler von am Vortag gemachten Vorhersagen der Solar- (gelb) und Windproduktion (grün) und der Lastvorhersage (violett) im oberen Bild und die Stromproduktion (gelb und grün mit linker Achse) und Day-Ahead und Intra-Day-Strombörsepreis (blau und hellblau mit rechter Achse) im unteren Bild (Quelle: J. Mayer, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme).

duktion der Woche vom 1. bis 7. April 2013. Am 5. April 2013 tritt eine typische Hochnebelwetterlage auf, bei der die Wettervorhersage ursprünglich einen Tag mit viel Solarstrahlung vorhersagte, dann aber der Hochnebel sich in ganz Deutschland nicht auflöste. Daher ist der Solarvorhersagefehler (gelbe Kurve im oberen Bild) groß, gleichzeitig ist aber auch die Last (violette Kurve im oberen Bild) etwas höher als prognostiziert. Das Nachkaufen von doch nicht wie erwartet vorhandenem Solarstrom führte zu einem deutlichen höheren Intra-Day-Strompreis (blaue Kurve im unteren Bild) als üblich.

In anderen Beispielen zum Beispiel am 5. Mai 2013, war die Produktion der Solarenergie dagegen höher als am Vortag erwartet, wogegen die prognostizierte Last nicht in voller Höhe benötigt wurde. Insgesamt war an diesem Tag zu viel Stromerzeugung im Netz und es fand sich kein Käu-

fer. Ganz im Gegenteil, da andere Kraftwerke nicht beliebig schnell abschalten können beziehungsweise auch nicht unterhalb eines Produktionsschwellwerts reduziert werden können, ergab sich die Situation eines negativen Preises, der all denjenigen bezahlt werden musste, die zu den entsprechenden Stunden Strom über die Börse verkauft hatten. Anders ausgedrückt: wer zu einem solchen Zeitpunkt Strom verkauft muss dafür zahlen, wer hingegen Strom bezieht wird hierfür noch vergütet. Im Bereich der Solarenergie werden unter den in ihrer Größenordnung relevanten Fehlprognosen häufig solche Amplitudenfehler beobachtet.

Für die Windenergie werden auf der deutschlandweit aggregierten Skala die eigentlichen Intensitäten von Starkwindereignissen häufig zufriedenstellend genau vorhergesagt. Häufiger dagegen sind Phasenfehler, das heißt ein Starkwindereignis wird zu früh oder zu spät vorhergesagt.

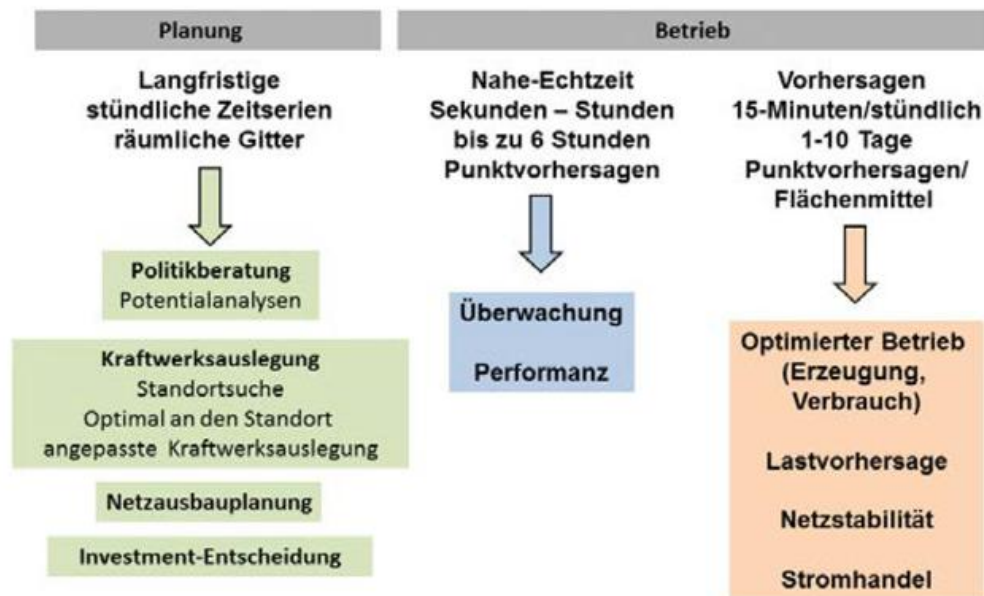


Abb. 2-15: Übersicht über die Anwendungsbereiche meteorologischer Information im Energiesektor.

Solche Phasenfehler sind besonders bedeutsam, da sie im Bereich eines starken Gradienten der Windproduktion liegen und durch diese rampenartige Struktur der absolute Vorhersagefehler zu einzelnen Zeitpunkten sehr groß wird.

Bisher diskutierte Vorhersagefehler bezogen sich auf großflächig in ganz Deutschland aggregierte Größen. Ganz andere Anforderungen ergeben sich jedoch für Eigenverbraucher und deren Speichersysteme oder Direktvermarkter, die eine Gruppe von Solar- und/oder Windkraftanlagen gemeinsam als Portfolio an der Strombörse anbieten. Hierbei werden akkurate Punktterminprognosen für die einzelnen Standorte der Anlagen benötigt. Und insbesondere in der Direktvermarktung sollten die als Portfolio gemeinsam vermarkteten Anlagen möglichst so gewählt werden, dass die räumlichen Korrelationen von Vorhersagefehlern in Wind und Solareinstrahlung oder von unterschiedlichen Anlagen sich möglichst neutralisieren.

## 7 Fazit

Das sich im Wandel befindliche Energiesystem hat eine Vielzahl von Anknüpfungspunkten mit dem Fachgebiet der Meteorologie. Dies umfasst einerseits die seit Jahrzehnten üblichen Verfahren in Lastprognose oder Rohstoffhandel, andererseits ergeben sich durch die stärkere Nutzung von erneuerbaren Energien und dabei insbesondere der Wind- und Solarenergie neue Anforderungen. Aus Sicht der Meteorologie erfordert der Energiesektor Informationen sowohl über Wetter als auch Klima, über Monitoring als auch Vorhersagen, und aus Messungen sowohl als auf der Basis von Wetter- und Klimamodellen – kurz gesagt also aus der gesamten Bandbreite des Fachgebiets.

Neu hinzugekommen sind in den vergangenen Jahren Anforderungen nach höherer räumlicher Auflösung von Vorhersagen neben den ebenfalls genutzten räumlich inte-

grierenden Vorhersagen, der Kurzfristvorhersage, der 15-minütigen Vorhersageauflösung im bis zu 48 Stunden dauernden Vorhersagehorizont, und der Bestimmung von raumzeitlichen Variabilitäten und Vorhersagefehlerkorrelationen.

Die Interaktion zwischen meteorologischer Community und dem Energiesektor ist durch eine hohe Anzahl verschiedener Akteure mit verschiedenen und bewusst getrennten Aufgaben in Planung, Betrieb und Management von Energiesystemanlagen und Stromnetzen gekennzeichnet. Dadurch ergibt sich je nach konkreter Anwendungsfrage eine hohe Heterogenität in Anforderungen an Messungen, Modellierung und Vorhersagen atmosphärischer Gegebenheiten.

## Literatur

BURGER, B., 2015: Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/daten-zu-erneuerbaren-energien>, <http://www.energy-charts.de>.

ENTSO-E, 2015: Quelle der Daten für Abb. 1-4: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>.

GLAS, S., 2014: Analysis of the Relation between Spatial Cloud Patterns in Satellite Images and Variability as seen in High-Resolution Irradiance Time Series by means of their Daily Profile Categorization. Bachelorarbeit. Hochschule München, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik.

KRAAS, B., SCHROEDTER-HOMSCHEIDT, M., MADLENER, R., 2013: Economic merits of a state-of-the-art concentrating solar power forecasting system for participation in the Spanish electricity market. *Solar Energy* **93**, 244-255, DOI: 10.1016/j.solener.2013.04.012.

MAYER, J., 2013: Börsenstrompreise und Stromproduktion in Deutschland 2013, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/daten-zu-erneuerbaren-energien/daten-zur-stromproduktion>.

MURPHY, B.L., SCHULMAN, L. L., MAHONEY, J.R., 1977: Potential Use of Applied Meteorology in Energy Conservation Programs. *Bulletin of the American Meteorological Society* **58**, 4, 304-317.

NEP Strom, 2014: Netzentwicklungsplan Strom 2014, 1. Entwurf 16. April 2014. Die Übertragungsnetzbetreiber, <http://www.netzentwicklungsplan.de>.

ORPHEUS, 2015: Optimizing Hybrid Energy Grids for Smart Cities (ORPHEUS). EU 7<sup>th</sup> Framework programme, <http://www.orpheus-project.eu/>, <http://www.orpheus-project.eu/publications.html>.

- PAGE, J.K., 1990: Operational aspects of using meteorology for energy purposes. In: Using meteorological information and products, Ed.: Avril Price-Budgen. *New York*, 211-235.
- PEREZ, R., KIVALOV, S., SCHLEMMER, J., HEMKER, K. JR., RENNÉ, D., HOFF, T.E., 2010: Validation of short and medium term operational solar radiation forecasts in the US. *Solar Energy* **84**, 2161-2172.
- RIKOS, E., TSELEPIS, S., HOYER-KLICK, C., SCHROEDTER-HOMSCHEIDT, M., 2008: Stability and power quality issues in microgrids under weather disturbances: An implementation to the Kythnos island power system. *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing* **1**, 3, 170-179.
- RUF, H., SCHROEDTER-HOMSCHEIDT, M., MEIER, F., HEILSCHER, G., 2014: Application of meteorological data for state estimation of an electrical low voltage grid with a high amount of photovoltaic systems. *EMS Annual Meeting*.
- SCHROEDTER-HOMSCHEIDT, M., OUMBE, A., BENEDETTI, A., MORCLETTE, J.-J., 2013: Aerosols for Concentrating Solar Electricity Production Forecasts: Requirement Quantification and ECMWF/MACC Aerosol Forecast Assessment. *Bulletin of the American Meteorological Society* **94**, 903-914, doi: 10.1175/BAMS-D-11-00259.1.
- UCTE, 2009: UCTE Continental Europe Operation Handbook, <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>.

S. EMEIS

# 3 Windphänomene in der atmosphärischen Grenzschicht, die die Nutzung der Windenergie entscheidend beeinflussen

Atmospheric boundary-layer wind phenomena which decisively impact the generation of electricity from the wind

## Zusammenfassung

Dieser Artikel nennt eine Reihe von meteorologischen Aspekten und Phänomene, die für die Konstruktion und den Betrieb von modernen großen Windkraftanlagen wesentlich sind. Neben einer relativ detaillierten Beschreibung des vertikalen Windprofils über die Prandtl-Schicht hinaus und von Grenzschichtstrahlströmen, sind diese einige grundlegende Besonderheiten der Windverhältnisse über Hügeln und über dem Meer. Zum Schluss gehen wir kurz auf Extremwertstatistiken und mit Hilfe eines analytischen Modells auf die Verhältnisse in und im Nachlauf hinter großen Offshore-Windparks ein.

## Summary

This paper addresses various meteorological aspects and phenomena which impact the construction and operation of modern large wind turbines. In addition to a quite detailed discussion of vertical wind profiles extending above the surface layer and low-level jets, these are some basic peculiarities of flows over hills and in the marine boundary layer. Finally, extreme value statistics are presented and flow conditions within and in the wake behind large offshore wind parks are derived from an analytical park model.

## 1 Einleitung

Die Nutzung der Windkraft ist eine wichtige Option zur Sicherstellung des Energiebedarfs der Menschheit, die heute bereits genutzt wird. In den kommenden Jahrzehnten wird ein weiterer Ausbau stattfinden. Zur effektiven Nutzung der zur Verfügung stehenden Windressourcen, die global auf eine Größenordnung von 10 TW geschätzt werden (einzelne Abschätzungen variieren zwischen 1 TW und 61 TW, siehe auch EMEIS 2012) müssen die meteorologischen Bedingungen am Standort der Windkraftanlagen (WKA) hinreichend beachtet werden. Die heutigen WKA, die eine Leistung von bis zu sieben MW haben, haben Rotordurchmesser von bis zu etwa 160 m. Türme mit Nabenhöhen von 100 bis 200 m sind heute realisierbar. Daraus folgt, dass Grenzschichtwindphänomene, die in den untersten 300 m der Atmosphäre auftreten können, bei der Planung und dem Betrieb von WKA berücksichtigt werden müssen. Ausführliche Übersichten zu meteorologischen Aspekten der Windenergienutzung finden sich in EMEIS (2012) und EMEIS (2014a).

Hier können nur exemplarisch einige Aspekte dargestellt werden. Im Folgenden beschreiben die Abschnitte 2 und 3 die mittlere Vertikalverteilung des Windes. Abschnitt 4 benennt einige Aspekte der Strömung über komplexem Gelände, die Abschnitte 5 und 6 gehen vor allem auf tageszeitliche Variationen der Windgeschwindigkeit ein. Abschnitte 7 und 8 behandeln den Einfluss der atmosphärischen Turbulenz für die Nutzung der Windkraft, wobei Abschnitt 8 auch auf die Besonderheiten der marinen Grenzschicht eingeht. Abschnitt 9 geht auf Extremwindgeschwindigkeiten ein. Abschnitt 10 behandelt große Windparks und deren Nachläufe.

## 2 Vertikalaufbau der atmosphärischen Grenzschicht

Die für die Windkraft relevanten unteren 300 m der Atmosphäre überdecken vollständig die bodennahe Prandtl-Schicht und reichen regelmäßig tief in die darüber liegende Ekman-Schicht hinein. Bei sehr stabilen thermischen Schichtungen und über glatten Wasserflächen ist die

Prandtl-Schicht sogar nur wenige Dekameter dick und es können unter Umständen schon in 300 m Höhe die Bedingungen der freien Troposphäre vorgefunden werden.

## 2.1 Prandtl-Schicht

In der Prandtl-Schicht herrscht ein Kräftegleichgewicht zwischen der Reibungskraft am Boden und der antreibenden großräumigen Druckgradientkraft. Als Folge bildet sich hier über horizontal homogenem Gelände das logarithmische Windprofil aus, das durch die beiden skalierenden Parameter Rauigkeitslänge und Schubspannungsgeschwindigkeit bestimmt wird. Für thermisch nicht-neutrale Schichtungen muss dieses logarithmische Profilgesetz um Korrekturterme ergänzt werden. Für glatte Oberflächen und leicht stabile Schichtung ist es häufig ausreichend, das vertikale Windprofil durch ein Potenzgesetz zu beschreiben, für das ebenfalls zwei Parameter, die Windgeschwindigkeit in einer Referenzhöhe und der Exponent (Hellmann-Exponent) benötigt werden (eine Analyse, unter welchen Bedingungen das Potenzgesetz eine gute Näherung an das wahre Windprofil ist und vertikale Extrapolationen der Windbedingungen erlaubt, findet sich in EMEIS 2005). Der Skalenparameter der Weibull-Verteilung der Zehn-Minutenmittel der Windgeschwindigkeit folgt in der Prandtl-Schicht ebenfalls diesen Gesetzen. Näheres zu den Vertikalprofilen der Weibull-Verteilung in Abschnitt 6.

Die vertikale Mächtigkeit der Prandtl-Schicht ist variabel und hängt von der Oberflächenrauigkeit, der Windgeschwindigkeit und der thermischen Schichtung der Grenzschicht ab. Über glatten Wasseroberflächen bei stabiler Schichtung kann die Dicke der Prandtl-Schicht im Bereich von 10 m liegen, über rauen Landoberflächen bei thermisch instabiler Schichtung können Werte von mehr als 100 m erreicht werden. Typische Werte über Landoberflächen bei thermisch neutraler Schichtung liegen bei 60 bis 80 m. Als grober Schätzwert kann angenommen werden, dass die Prandtl-Schicht die unteren 10 % der gesamten atmosphärischen Grenzschicht einnimmt.

## 2.2 Ekman-Schicht

Die oberen 90 % der Grenzschicht werden von der Ekman-Schicht eingenommen, in der – zusätzlich zur mit der Höhe abnehmenden Reibungskraft und der großräumigen Druckgradientkraft – die ablenkende Coriolis-Kraft aufgrund der Erddrehung spürbar ist. Am Oberrand der Ekman-Schicht kann die Reibungskraft vernachlässigt werden und wir finden den Übergang zum geostrophischen Gleichgewicht zwischen Druckgradientkraft und Corioliskraft, welches den geostrophischen Wind bestimmt. Bei stärker gekrümmten Isobaren ist statt des geostrophischen Windes der Gradientwind als obere Randbedingung zu benutzen, der die horizontalen Zentrifugalkräfte mit berücksichtigt. Während in der Prandtl-Schicht die Windzunahme mit der Höhe der dominierende Faktor ist, nimmt in der Ekman-Schicht der Wind kaum noch mit der Höhe zu. Dafür ändert sich hier die Windrichtung mit der Höhe. Über sehr glatten

Wasseroberflächen beträgt diese Drehung nur wenige Grad nach rechts mit zunehmender Höhe, über rauen Landoberflächen dagegen können Drehungen von 30 bis 40 Grad nach rechts auftreten.

## 2.3 Thermischer Wind

Bei stärkeren großräumigen horizontalen Temperaturgradienten tritt zur Drehung durch die Corioliskraft noch eine zusätzliche vertikale Geschwindigkeits- und Richtungs-scherung durch den thermischen Wind hinzu. Ein horizontaler Gradient der Schichtmitteltemperatur von  $10^{-5}$  K/m (das heißt 10 K pro 1000 m) senkrecht zur geostrophischen Windrichtung (zum tieferen Druck hin kälter werdend, aber keine Kaltluft- oder Warmluftadvektion) führt beispielsweise zu einem nicht vernachlässigbaren Anstieg der Windgeschwindigkeit von 0,35 m/s pro 100 Höhenmeter. Das kann insbesondere über dem Meer in Höhen um 100 m und mehr größer sein als der reibungsbedingte Anstieg der Windgeschwindigkeit mit der Höhe. Wenn sich Isobaren und Isothermen schneiden, ist dies mit einer zusätzlichen Winddrehung verbunden, die bei Warmluftadvektion die reibungsbedingte Winddrehung nach rechts verstärkt. Bei Kaltluftadvektion hingegen kompensieren sich diese Drehungen teilweise und es kann sogar eine Drehung nach links entstehen.

## 3 Einheitliche Beschreibung des Vertikalprofils des Windes in der Grenzschicht

Aus dem Vergleich der Schichtdicke der Prandtl-Schicht und der Größe der heutigen WKA folgt, dass die Beschreibung des vertikalen Windprofils  $u(z)$  durch das logarithmische Gesetz oder das Potenzgesetz für die Beschreibung der Windressourcen nicht mehr ausreichend ist, da diese Gesetze nur für die Prandtl-Schicht gelten. Verschiedene Autoren haben daher Profilgesetze vorgeschlagen, die nahtlos von der Prandtl-Schicht in die Ekman-Schicht übergehen. Beispielsweise schlägt EMEIS (2012) auf der Basis von ETLING (2002) folgendes Profilgesetz vor:

$$u(z) = \begin{cases} u_s / \kappa (\ln(z/z_0) - \Psi_m(z/L_s)) & \text{für } z < z_p \\ u_g (-\sin \alpha_0 + \cos \alpha_0) & \text{für } z = z_p \\ u_g [1 - 2\sqrt{2} \exp(-\gamma(z-z_p)) \sin \alpha_0 \cos(\gamma(z-z_p) + \pi/4 - \alpha_0) + 2 \exp(-2\gamma(z-z_p)) \sin^2 \alpha_0]^{1/2} & \text{für } z > z_p \end{cases} \quad (1)$$

mit den integralen und differentiellen Schichtungskorrekturfunktion  $\Psi(z/L_s)$  und  $\Phi(z/L_s)$ , der Reibungsgeschwindigkeit  $u_s$ , dem geostrophischen Wind  $u_g$ , dem Drehwinkel  $\alpha_0 = \arctg\left(\frac{1}{1 + (2\gamma z_p / \Phi(z_p/L_s)) (\ln(z_p/z_0) - \Psi(z_p/L_s))}\right)$ ,

der Rauigkeitslänge  $z_0$  und der Prandtl-Schichthöhe  $z_p$ . Der Parameter  $\gamma = \sqrt{f/(2K_M)}$  beschreibt den turbulenten Vertikalaustausch, wobei  $f$  der Coriolis-Parameter und  $K_M = \kappa u^* z_p$  der vertikale Austauschkoeffizient für Impuls ist.

Alternativ schlagen GRYNING et al. (2007) und PEÑA et al. (2010a, 2010b) folgende Profilfunktionen vor:

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \left( \ln \frac{z}{z_0} + T \frac{z}{L_*} + \frac{z}{L_M} - \frac{z}{z_i} \frac{z}{2L_M} \right) \tag{2}$$

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \left( \ln \frac{z}{z_0} + T \frac{z}{L_*} + \frac{1}{d} \left( \frac{\kappa z}{\eta} \right)^d - \frac{1}{1+d} \frac{z}{z_i} \left( \frac{\kappa z}{\eta} \right)^d - \frac{z}{z_i} \right) \tag{3}$$

mit einer Schichtungskorrekturfunktion  $T(z/L_*)$ , die ähnlich wie  $\Psi(z/L_*)$  ist, einer Längenskala für die Mitte der Grenzschicht  $L_M = u_* / f (-2 \ln(u_* / (f z_0)) + 55)$ , und der Grenzschichthöhe  $z_i$ .

Abb. 3-1 zeigt einen Vergleich dieser Profilansätze mit Messdaten. OPTIS et al. (2014) bestätigen die Brauchbarkeit des Ansatzes in Gleichung (1). An Verbesserungen dieser Profilbeschreibungen wird derzeit weiter gearbeitet (siehe zum Beispiel SATHE et al. 2011).

### 4 Strömungen im komplexen Gelände

Die funktionalen Zusammenhänge in Abschnitt 3 gelten für flaches, horizontal homogenes Gelände. Die Windverhältnisse über komplexem Gelände mit variierender Landnutzung und Orographie sind dagegen nicht einfach analytisch beschreibbar. Eine Ausnahme stellt die Überströmung

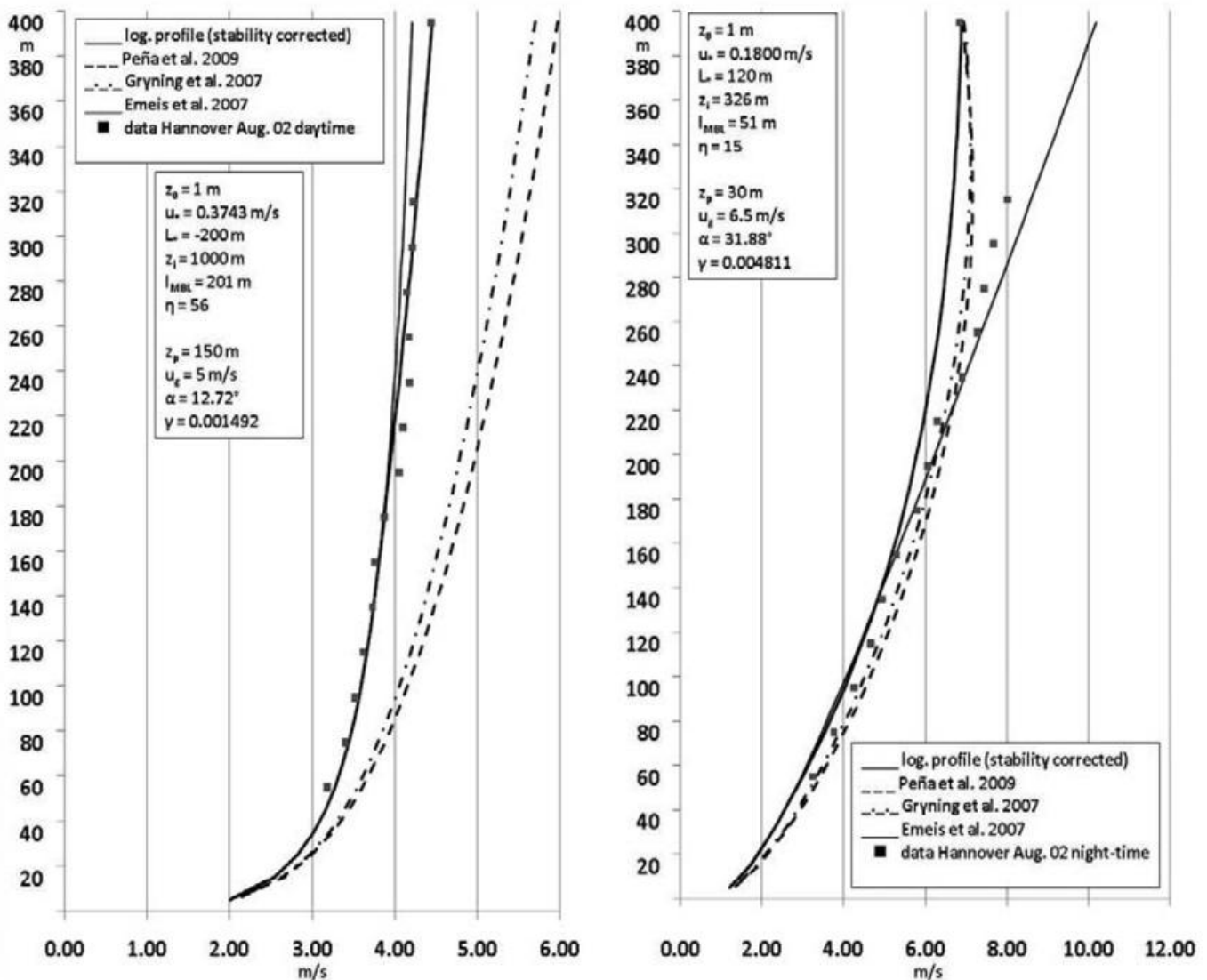


Abb. 3-1: Vergleich der Profilfunktionen aus dem stabilitätskorrigierten logarithmischen Windprofil (dünne durchgezogene Linie) und den Gleichungen (1) (dicke durchgezogene Linie), (2) (strichpunktierte Linie) und (3) (gestrichelte Linie) mit Messwerten (kleine Quadrate) aus Sodarmessungen in Hannover im August 2002. Links: tagsüber, rechts: nachts. Die notwendigen Parameter für die Anwendung der Formeln stehen in den Kästen.

eines flachen glockenförmigen Hügels dar, die mit einem Potentialströmungsansatz, wie er auch dem Programm WASP (TROEN und PETERSEN 1989) zugrunde liegt, gut beschrieben werden kann. Ein wesentliches Phänomen bei Luftströmungen über komplexem Gelände ist die Beschleunigung der Windgeschwindigkeit über den Kuppen, Rücken und Gipfeln. Die Geschwindigkeitsdifferenz ist maximal an der Obergrenze der sogenannten inneren Schicht  $l$ , die typischerweise einige Prozent der charakteristischen Breite des Hindernisses  $L$  dick ist. Bei einem einige Kilometer breiten Rücken ist diese Dicke nur etwa 10 bis 20 m. Gleichung (4) gibt die relative Geschwindigkeitsüberhöhung  $\Delta s$  als Funktion des Verhältnisses von Höhe  $H$  zu Breite  $L$  des Hügels, der Formfunktion  $\sigma$  des Hügels und derselben Schichtungskorrekturfunktion  $\Psi$  wie in (1):

$$\Delta s(x, z) = \frac{\Delta u_{pot}(x, z)}{u_{so}(l)} = \frac{\ln \frac{L}{z_0} - \Psi\left(\frac{L}{L_*}\right)}{\ln \frac{l}{z_0} - \Psi\left(\frac{l}{L_*}\right)} \frac{H}{L} \sigma\left(\frac{x}{L}, \frac{z}{L}\right) \quad (4)$$

Diese Beschleunigung führt dazu, dass die Windgeschwindigkeit über Hügeln in der inneren Schicht schneller zunimmt als über dem Flachland. Darüber ist die Höhenzunahme aber geringer als im Flachland. Abb. 3-2 zeigt dies schematisch. Für weitere Details hierzu siehe BRADLEY (1983) und HOFF (1987).

Zu solchen rein dynamischen Um- und Überströmungsphänomenen wie der eben gezeigten Geschwindigkeitsüberhöhung kommen auch noch thermisch induzierte Modifikationen des Windfeldes wie Hangwinde, Berg- und Talwinde und regionale Winde zwischen größeren Gebirgen und dem sie umgebenden Flachland. Die Ursache ist hier eine unterschiedliche tageszeitliche Erwärmung der verschiedenen Oberflächen, genauso wie sie auch dem Land-Seewind-System zugrunde liegt.

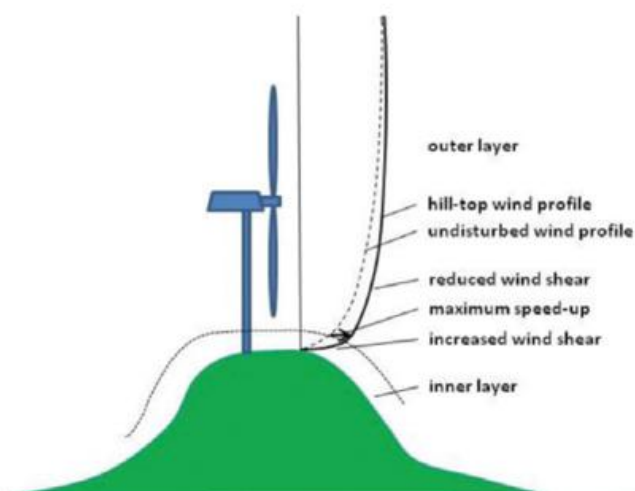


Abb. 3-2: Schematische Darstellung der Modifikation des Windprofils über einem Hügel (dicke Linie) im Vergleich zu einem Profil über ebenem Gelände (gestrichelte Linie). Die gepunktete, dem Hügel folgende Linie zeigt die Höhe der inneren Schicht  $l$  (siehe Text).

## 5 Tageszeitliche Variationen der Windgeschwindigkeit und Grenzschichtstrahlströme

Die aus den bodennahen Beobachtungen bekannte Tatsache, dass die Windgeschwindigkeit an wolkenarmen und wolkenfreien Tagen in der Regel tagsüber größer ist als nachts, gilt nicht für die gesamte Grenzschicht. Durch den Tagesgang der thermischen Stabilität der Grenzschicht ändert sich die Windzunahme mit der Höhe im Tagesverlauf.

### 5.1 Höhenabhängigkeit des Tagesgangs der Windgeschwindigkeit

Nachts, bei stabiler Schichtung, nimmt die Windgeschwindigkeit aufgrund der geringeren Reibung der Luftschichten aneinander schneller mit der Höhe zu als tagsüber bei instabiler Schichtung. Dies führt dazu, dass in Höhen oberhalb von typischerweise etwa 60 bis 120 m die nächtliche Windgeschwindigkeit höher ist als die tagsüber (Abb. 3-3 links). Plottet man für Perioden, die viele wolkenarme Tage beinhalten, die mittleren Windprofile für die Tagesstunden und die Nachtstunden separat, so sieht man, dass sich in solchen Situationen die Profile in dem Bereich zwischen 60 und 120 m überschneiden. Diese Höhe wird auch Umkehrhöhe oder „Cross-Over“-Höhe genannt (Abb. 3-3 rechts).

### 5.2 Grenzschichtstrahlströme

Im norddeutschen Tiefland kommt es in einem guten Fünftel aller Nächte durch die von der ausstrahlungsbedingten Abkühlung des Bodens verursachte rasche Stabilisierung am Abend zu einem plötzlichen Wegfall der Reibungskraft in der Grenzschicht. Somit kommt es zu einem Überschießen des Windes und zur Ausprägung eines nächtlichen Grenzschichtstrahlstroms („Low-Level Jets“), der dafür sorgt, dass die Windgeschwindigkeit ab etwa 60 bis 120 m über Grund nachts höher als tagsüber ist. Dabei können in einigen hundert Metern über Grund Windgeschwindigkeiten erreicht werden, die deutlich über den geostrophischen Geschwindigkeiten liegen. Gleichzeitig kommt es aufgrund der Corioliskraft zu einer Rechtsdrehung des Windvektors im Laufe der Nacht. Gegen Sonnenaufgang, wenn durch die Erwärmung des Bodens die Schichtung wieder labilisiert wird, verschwindet das Phänomen sehr schnell.

Voraussetzung für die Ausbildung von Low-Level-Jets ist die Existenz eines horizontalen Druckgradienten bei gleichzeitig weitgehend wolkenfreiem Himmel. Bei sehr windschwachen Wetterlagen und bei windigem unbeständigem Wetter mit bedecktem Himmel tritt dieses Phänomen nicht auf. Daher können nächtliche Grenzschichtstrahlströme nur in Gebieten entstehen, die am Rande von Hochdruckgebieten liegen. Statistische Auswertungen von Grenzschichtstrahlströmen bezüglich Großwetterlagen bestätigen diese Annahme. Abb. 3-4 rechts zeigt die

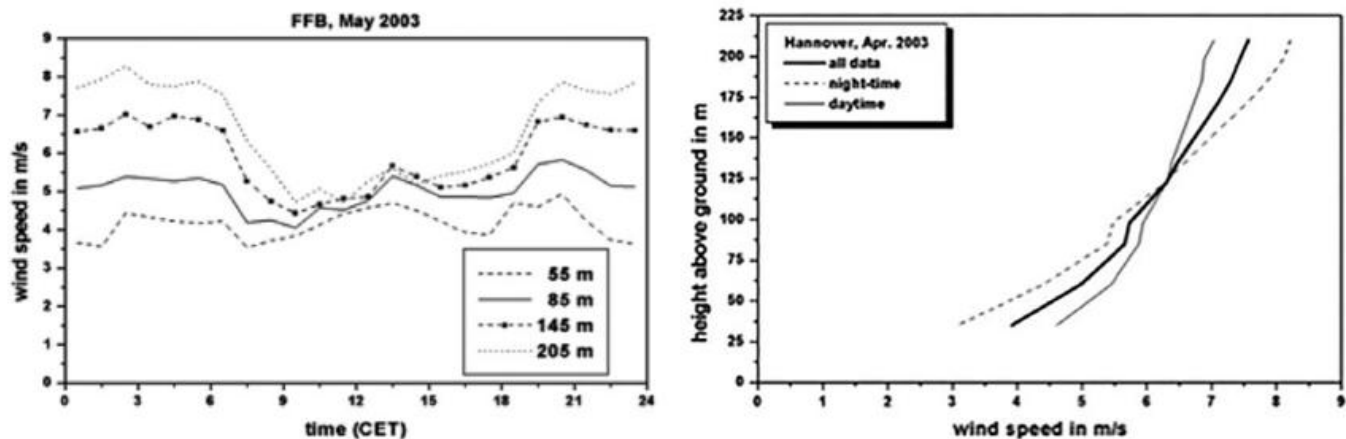


Abb. 3-3: Links: Monatsmittel des Tagesgangs der Windgeschwindigkeit im Mai 2003 in vier verschiedenen Höhen, gemessen mit einem Sodar am Flugplatz Fürstenfeldbruck. Rechts: Monatsmittel des Vertikalprofils der Windgeschwindigkeit im April 2003 getrennt für die Tages- (dünne Linie) und Nachtstunden (gestrichelte Linie) und das Tagesmittel (dicke Linie), gemessen mit einem Sodar in Hannover.

„Effektivität“ einzelner Großwetterlagen (GERSTEN-GARBE et al. 1999), in Norddeutschland einen Grenzschichtstrahlstrom hervorzurufen. Für die effektivste Wetterlage HNFA (Hoch über dem Nordmeer und Fennoskandien und antizyklonale Strömung über Mitteleuropa) ergibt sich ein Wert von knapp 0,6, das heißt in knapp 60 % aller Fälle, in der diese Wetterlage auftritt, ist in Norddeutschland mit einem Low-Level Jet-Ereignis zu rechnen.

In der norddeutschen Tiefebene können in etwa 21 % aller Nächte Grenzschichtstrahlströme erwartet werden. Diese Auswertungen beruhen auf der Auswertung von zwei Jahren von Sodar-Messungen in Hannover (EMEIS 2014b). Messungen mit einem RASS in Süddeutschland über einen ähnlich langen Zeitraum in der Nähe von Augsburg ergaben ein Auftreten in etwa 15 % der Nächte. Die typischen Windgeschwindigkeiten in nächtlichen Grenzschichtstrahlströmen liegen in Norddeutschland bei 10 bis 15 m/s, in Süddeutschland bei 7 bis 13 m/s. Abb. 3-4 links zeigt eine Sodar-messung eines Grenzschichtstrahlstroms. Die typische Höhe des Kerns des Grenzschichtstrahlstroms

liegt in Norddeutschland bei etwa 200 bis 500 m über Grund, in Süddeutschland dagegen nur bei 120 bis 300 m. Die geringere Höhe der Low-Level Jets über Süddeutschland passt zu den im Mittel geringeren Windgeschwindigkeiten dort. Limitierende Bedingung für die maximale Geschwindigkeit im Low-Level Jet und die Höhe dieses Jets über Grund ist nämlich die Richardson-Zahl zwischen Boden und Jet. Die RASS-Messungen zeigen, dass sich die Low-Level Jets so ausbilden, dass die Bulk-Richardson-Zahl unterhalb des Jetkerns typischerweise bei etwa + 0,15 und + 0,25 liegt. Bei noch kleineren Richardson-Zahlen (das heißt höheren Scherungen) würde so viel Turbulenz erzeugt, dass der Jet wieder abgebaut wird. Daher müssen Jets, die im Laufe der Nacht in der Windgeschwindigkeit noch zunehmen, in größere Höhen ausweichen.

Die in Abschnitt 5.1 angesprochene Umkehrhöhe, oberhalb der die nächtliche Windgeschwindigkeit an wolkenarmen Tagen höher als die tagsüber ist, liegt an Tagen mit Grenzschichtstrahlströmen ungefähr bei einem Drittel dieser Höhe des Kerns des Grenzschichtstrahlstroms, also in Norddeutschland bei etwa 70 bis 150 m.

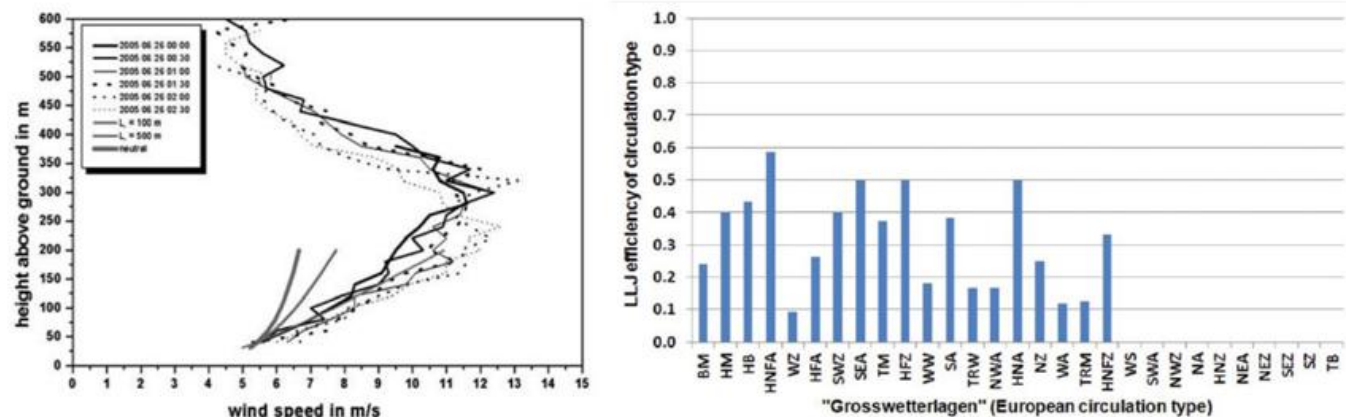


Abb. 3-4: Links: Halbstundenmittel des Vertikalprofils der Windgeschwindigkeit für sechs aufeinanderfolgende Zeiträume in der Nacht des 6. Juni 2005, gemessen mit einem Sodar am Flughafen Charles de Gaulle bei Paris. Zusätzlich sind in grau bis 200 m Höhe drei logarithmische Windprofile für verschiedene Stabilitäten gezeigt (von links: neutral,  $L^* = 500$  m,  $L^* = 100$  m). Rechts: Effektivität einzelner Großwetterlagen, in Norddeutschland Grenzschichtstrahlströme hervorzurufen.

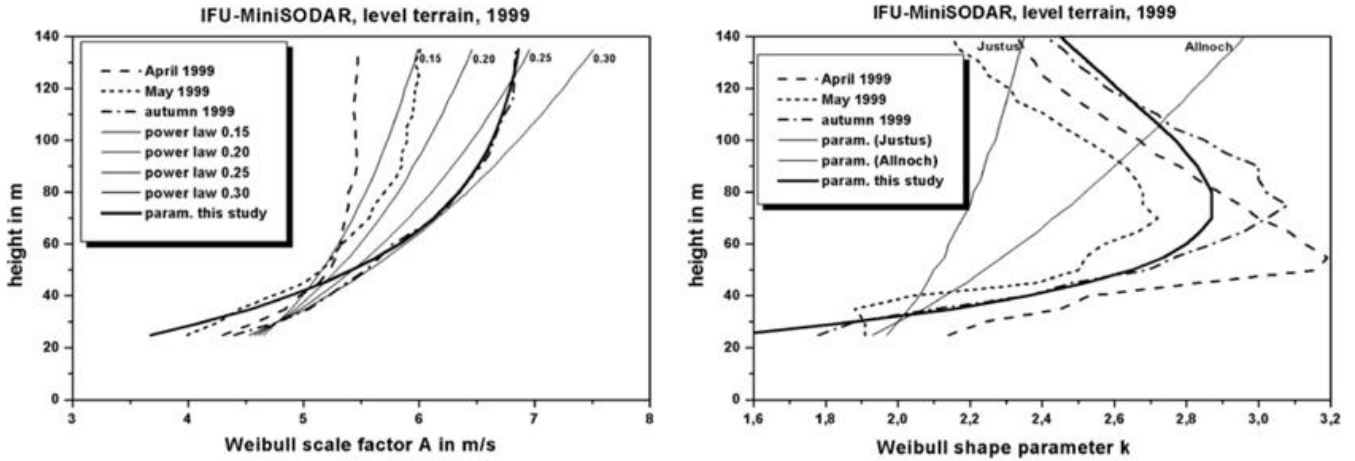


Abb. 3-5: Vertikalprofile der Weibull-Parameter über flachem Gelände aus Sodar-Messungen im norddeutschen Flachland für verschiedene Monate. Links: Formfaktor in m/s, zum Vergleich sind einige exponentielle Profile eingezeichnet. Der jeweilige Hellmann-Exponent ist oben an den Kurven angegeben. Rechts: Skalenfaktor, zum Vergleich sind zwei Ansätze nach JUSTUS et al. (1978) und ALLNOCH (1992) angegeben. Zu den dicken Kurven siehe den Text.

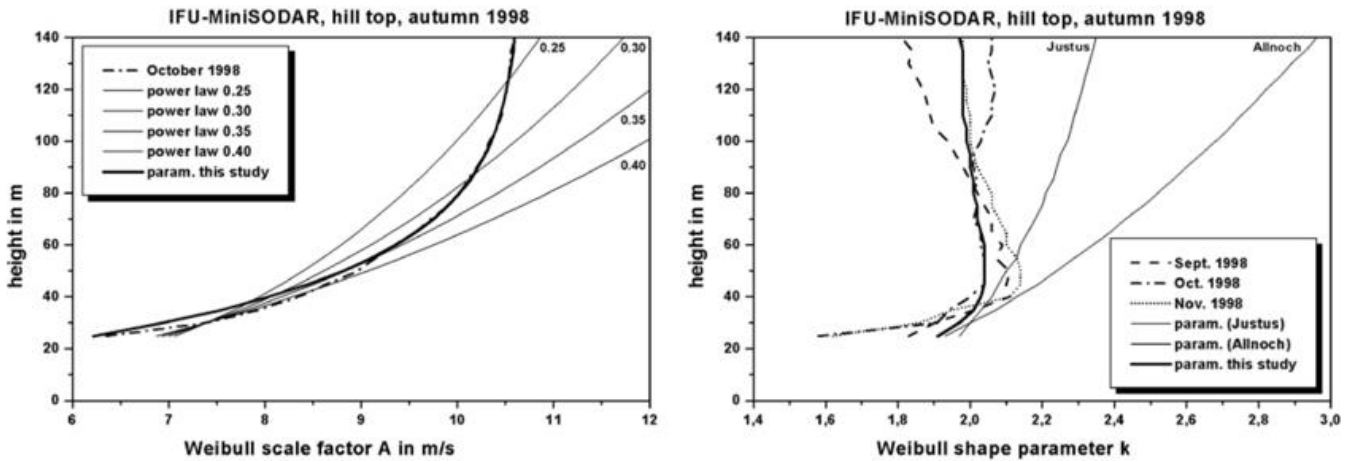


Abb. 3-6: Vertikalprofile der Weibull-Parameter über einer Hügelkuppe aus Sodar-Messungen in Südwestdeutschland für verschiedene Monate. Links: Formfaktor in m/s, zum Vergleich sind einige exponentielle Profile eingezeichnet. Der jeweilige Hellmann-Exponent ist oben an den Kurven angegeben. Rechts: Skalenfaktor, zum Vergleich sind zwei Ansätze nach JUSTUS et al. (1978) und ALLNOCH (1992) angegeben. Zu den dicken Kurven siehe den Text.

**6 Vertikale und saisonale Variationen der Weibull-Parameter**

Die zeitliche Variation der 10-Minuten-Mittelwerte der Windgeschwindigkeit an einem Standort ist nicht normalverteilt, da mit Windstille eine feste Untergrenze für die Windgeschwindigkeit existiert. Häufig wird daher die zweiparametrische Weibull-Verteilung zur Beschreibung der Häufigkeitsverteilung dieser Windgeschwindigkeitswerte in einer vorgegebenen Höhe  $z$  benutzt. Diese Verteilung ist durch einen Skalenfaktor  $A(z)$  und einen Formfaktor  $k(z)$  vollständig bestimmt. Der Skalenfaktor ist proportional zur mittleren Windgeschwindigkeit, während der Formfaktor invers proportional zur Varianz der Zehn-Minuten-Mittelwerte der Windgeschwindigkeit ist.

**6.1 Weibull-Parameter über dem Flachland**

Der Skalenfaktor der Weibull-Verteilung im Flachland nimmt entsprechend der in Abschnitt 2 und 3 aufgeführten

Windprofilgesetze monoton mit der Höhe zu. Der Formfaktor dagegen weist ein Maximum in der Umkehrhöhe (siehe Abschnitt 5.1) auf und nimmt darüber wieder ab. Abb. 3-5 zeigt Beispiele aus EMEIS (2001). Die dicke durchgezogene Kurve in Abb. 3-5 links wurde aus folgender Beziehung (einer Vereinfachung der unteren Gleichung in (1)) erhalten mit  $A_g = 6,98$  und  $\gamma = 0,03$ :

$$A(z) = A_g (1 - \exp(-\gamma z)) \tag{5}$$

wobei  $\gamma$  wie in Abschnitt 3 definiert ist. Der Vergleich zeigt, dass das Potenzgesetz für die Prandtl-Schicht bis etwa 80 m Höhe ausreichend ist, für größere Höhenbereiche jedoch Ansätze wie (1) bis (3) und (5) verwendet werden müssen. Die dicke Kurve in Abb. 3-5 rechts wurde aus einer von WIERINGA (1989) angegebenen Beziehung erhalten mit  $z_m = 75$  m und  $c_2 = 0,06$ :

$$k(z) - k_A = c_2 (z - z_A) \exp\left(-\frac{z - z_A}{z_m - z_A}\right) \tag{6}$$

$z_A$  ist die Starthöhe für die vertikale Extrapolation, für die der Wert von  $k$  als bekannt vorausgesetzt wird. Der Vergleich zeigt, dass (6) auf jeden Fall anstelle der Ansätze von JUSTUS et al. (1978) oder ALLNOCH (1992) verwendet werden muss, da die beiden letztgenannten Ansätze das Maximum von  $k$  nicht wiedergeben. Eine ergänzte Version von (6) ist kürzlich von GRYNING et al. (2014) vorgestellt worden, bei der  $k(z)$  am Oberrand der Grenzschicht einen vorgegebenen Wert annimmt.

### 6.2 Weibull-Parameter in komplexem Gelände

Das in Abschnitt 4 beschriebene Verhalten der Strömung über komplexem Gelände zeigt sich auch im Vertikalprofil des Skalenfaktors der Weibull-Verteilung (Abb. 3-6, ebenfalls aus EMEIS 2001). In der linken Abbildung ist für die dicke durchgezogene Kurve (5) mit  $A_g = 10.67$  m/s and  $\gamma = 0,035$  benutzt worden, für die rechte Abbildung entsprechend (6) mit  $z_m = 50$  m und  $c_2 = 0,01$ .

Da über Hügeln und Bergen der Tagesgang der thermischen Schichtung geringer ist als über dem Flachland, ist insbesondere das Vertikalprofil des Formfaktors (Abb. 3-6 rechts) anders als über dem Flachland. Nach einem Maximum an der Obergrenze der recht flachen inneren Schicht nimmt dieser Faktor langsam monoton mit der Höhe ab.

### 6.3 Weibull-Parameter in der marinen Grenzschicht

Auch über dem Meer nimmt der Skalenfaktor entsprechend der Profilgesetze (1) bis (3) und (5) mit der Höhe zu. Aufgrund der geringen Rauigkeit der Wasseroberfläche ist diese Zunahme über dem Meer im Wesentlichen auf die unteren Schichten beschränkt. Die marine Grenzschicht (siehe unten in Abschnitt 8) weist jedoch aufgrund der hohen thermischen Trägheit des Wassers keinen Tagesgang auf. Der Formfaktor nimmt somit monoton mit der Höhe ab. Die beiden Weibull-Parameter zeigen dagegen eine auffäl-

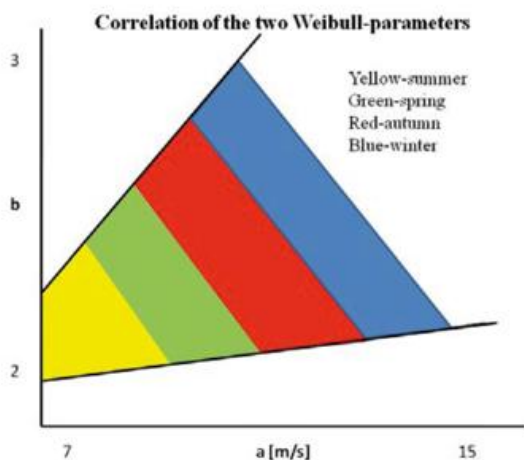


Abb. 3-7: Schematisches Diagramm der saisonalen Variation des Wertebereichs der beiden Parameter der Weibull-Verteilung  $A$  und  $k$  (als  $a$  and  $b$  in der Abb. bezeichnet) über See. Im Winter (blau) sind die beiden Parameter am größten, im Sommer (gelb) am niedrigsten.

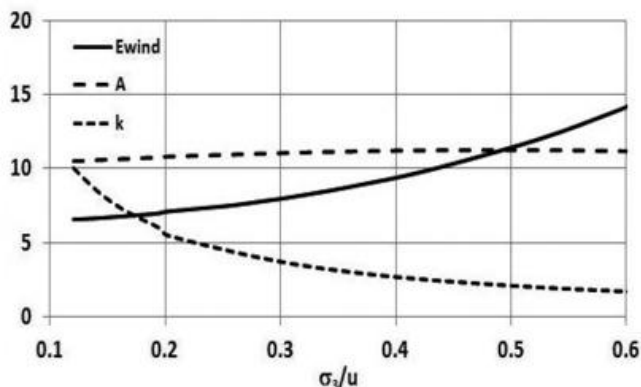


Abb. 3-8: Abhängigkeit des Energieertrags ( $E_{wind}$ ) in 100 W pro Quadratmeter Rotorfläche, des Skalenparameters  $A$  in m/s und des Formparameters  $k$  der Weibull-Verteilung von der Varianz der Zehn-Minuten-Mittelwerte der Windgeschwindigkeit ( $\sigma_3$ ) bei konstanter mittlerer Windgeschwindigkeit  $u$ .

lige jahreszeitliche Variation, wie Auswertungen der Daten der FINOI-Plattform in der deutschen Bucht ergaben (BILSTEIN und EMEIS 2010). Die höchsten Werte beider Parameter treten im Winter auf (blaue Farbe in Abb. 3-7), die niedrigsten im Sommer.

## 7 Einfluss der Turbulenzintensität auf den Ertrag von Windkraftanlagen

Hier muss zwischen der Varianz der Zehn-Minuten-Mittelwerte und der hochfrequenten Turbulenz im Sekundenbereich unterschieden werden. Zunehmende Varianz der Zehn-Minuten-Mittelwerte ( $\sigma_3$ ) bei gleichbleibendem Mittelwert trägt eindeutig zu einer Zunahme des Ertrags von WKA bei, wie in Abb. 3-8 gezeigt. Der Berechnung liegt die Gleichung (7) zugrunde, die die potenziell zur Verfügung stehende Windenergie  $E_{wind}$  als Funktion der beiden Parameter der Weibull-Verteilung beschreibt:

$$E_{wind} = 0,5\rho A^3\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \tag{7}$$

$\Gamma$  bezeichnet die Gamma-Funktion und  $\rho$  die Luftdichte. Hochfrequente Turbulenz trägt ebenfalls positiv zum Ertrag bei, bedeutet aber einen hohen Regelungsaufwand für den Anstellwinkel der Rotorblätter und führt über die raschen Lastwechsel zu höheren Ermüdungen der Konstruktion einer WKA.

## 8 Die marine Grenzschicht

Die marine Grenzschicht unterscheidet sich in einigen Punkten deutlich von der Grenzschicht über Land. Diese Unterschiede haben einen Einfluss auf Ertrag und Ermüdung von WKA. Die Meeresoberfläche zeichnet sich zum einen durch eine geringere Rauigkeit aus, was in der marinen Grenzschicht bei gleicher geostrophischer Windgeschwindigkeit zu höheren Windgeschwindigkeiten aber geringerer Turbulenzintensität in Nabenhöhe als über Land führt. Zum Zweiten ist diese Rauigkeit über Wasser aber

nicht konstant sondern nimmt mit wachsender Windgeschwindigkeit zu. Dieses Anwachsen ist auf die Wellenbildung zurückzuführen (FOREMAN und EMEIS 2010, 2012b). Zum Dritten fehlt der Meeresoberfläche der einstrahlungsbedingte Temperaturtagesgang. Damit fallen die in Kapitel 5 beschriebenen tageszeitlichen Variationen des Windfeldes weg. Das Windfeld variiert somit nur in Abhängigkeit von der Wetterlage und des

### 8.1 Turbulenzintensität als Funktion der Windgeschwindigkeit

Die Turbulenzintensität hängt außer von der atmosphärischen Schichtung im Wesentlichen von der Oberflächenrauigkeit ab. Da diese in der marinen Grenzschicht windgeschwindigkeitsabhängig ist, ist auch die Turbulenzintensität in der marinen Grenzschicht windgeschwindigkeitsabhängig. Die Turbulenzintensität ist mit etwa 0,05 minimal in einem Geschwindigkeitsbereich zwischen 8 und 12 m/s und steigt dann nahezu linear mit der Windgeschwindigkeit an (Abb. 3-9, TÜRK und EMEIS (2010)). Auffällig ist übrigens, dass bis zu Windgeschwindigkeiten von etwa 20 m/s auch sehr niedrige Turbulenzintensitäten auftreten können. Solche Situationen ereignen sich bei ablandigem Wind und stark stabiler Schichtung und sind ein zu den in Abschnitt 5.2 beschriebenen Grenzschichtstrahlströmen analoges Phänomen.

Die recht glatte Meeresoberfläche führt dazu, dass der Anstieg der Windgeschwindigkeit im Wesentlichen in der sehr flachen Prandtl-Schicht stattfindet. In der Höhe der Rotorfläche ist dagegen der Windgeschwindigkeitsanstieg nur noch gering, was sich in sehr niedrigen Hellmann-Exponenten äußert, die für den Höhenbereich 40 bis 90 m abgeleitet wurden und in Abb. 3-10 dargestellt sind. Auch hier zeigt sich – wie bei der Turbulenzintensität – ein Anstieg der Werte mit zunehmender Windgeschwindigkeit. Das breite Spektrum der möglichen Werte in Abb. 3-10 links lässt sich im Wesentlichen über die thermische Schichtung erklären (Abb. 3-10 rechts).

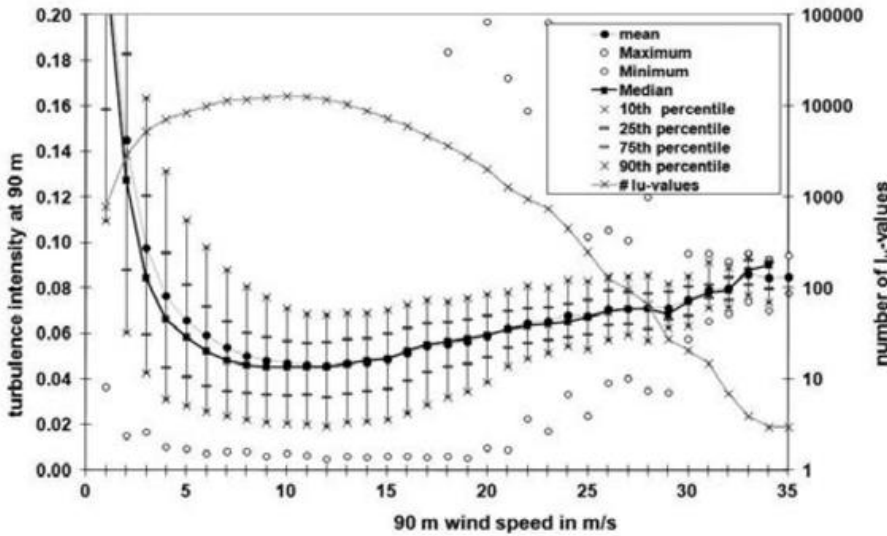


Abb. 3-9: Mittelwerte (volle Kreise), Maximalwerte (obere offene Kreise), Minimalwerte (untere offene Kreise), Median (Linie mit Quadraten), 10. Perzentile (untere Kreuze), 25. Perzentile (untere Striche), 75. Perzentile (obere Striche) und 90. Perzentile (obere Kreuze) der Turbulenzintensität  $T_1$  als Funktion der 90 m Windgeschwindigkeit an FINO1 in der Deutschen Bucht für den Zeitraum September 2003 bis August 2007 zusammen mit der Anzahl der Werte (mit der dünnen Linie verbundene Kreuze, Werte auf der rechten Ordinate).

jahreszeitlichen Gangs der Wassertemperatur. Letztlich stellt die Meeresoberfläche eine unendlich große und immer vorhandene Feuchtequelle dar, so dass der turbulente vertikale Feuchtefluss in der marinen Grenzschicht nicht so stark mit dem turbulenten vertikalen Wärmefluss korreliert ist wie über Land.

Die recht glatte Meeresoberfläche führt dazu, dass der Anstieg der Windgeschwindigkeit im Wesentlichen in der sehr flachen Prandtl-Schicht stattfindet. In der Höhe der Rotorfläche ist dagegen der Windgeschwindigkeitsanstieg nur noch gering, was sich in sehr niedrigen Hellmann-Exponenten äußert, die für den Höhenbereich 40 bis 90 m abgeleitet wurden und in Abb. 3-10 dargestellt sind. Auch hier zeigt sich – wie bei der Turbulenzintensität – ein Anstieg der Werte mit zunehmender Windgeschwindigkeit. Das breite Spektrum der möglichen Werte in Abb. 3-10 links lässt sich im Wesentlichen über die thermische Schichtung erklären (Abb. 3-10 rechts).

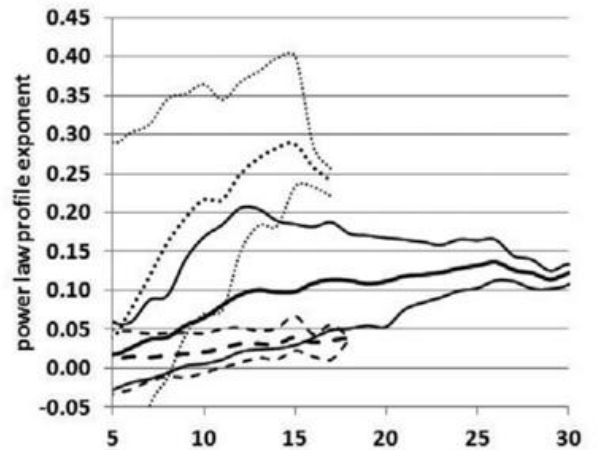
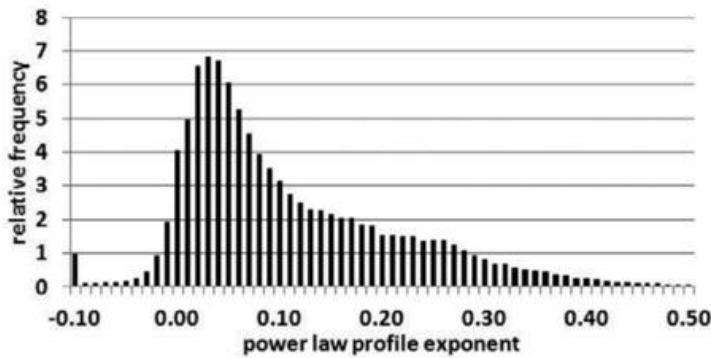


Abb. 3-10: Häufigkeitsverteilung (links) und Abhängigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit für verschiedene thermische Schichtungen (rechts) des Hellmann-Exponenten des Potenzgesetzes für das Windprofil über See aus FINO1-Daten. Rechts sind jeweils der 10. Perzentilwert, der Mittelwert und der 90. Perzentilwert dargestellt, für instabile (gestrichelt), neutrale (durchgezogen) und stabile Schichtung (gepunktet).

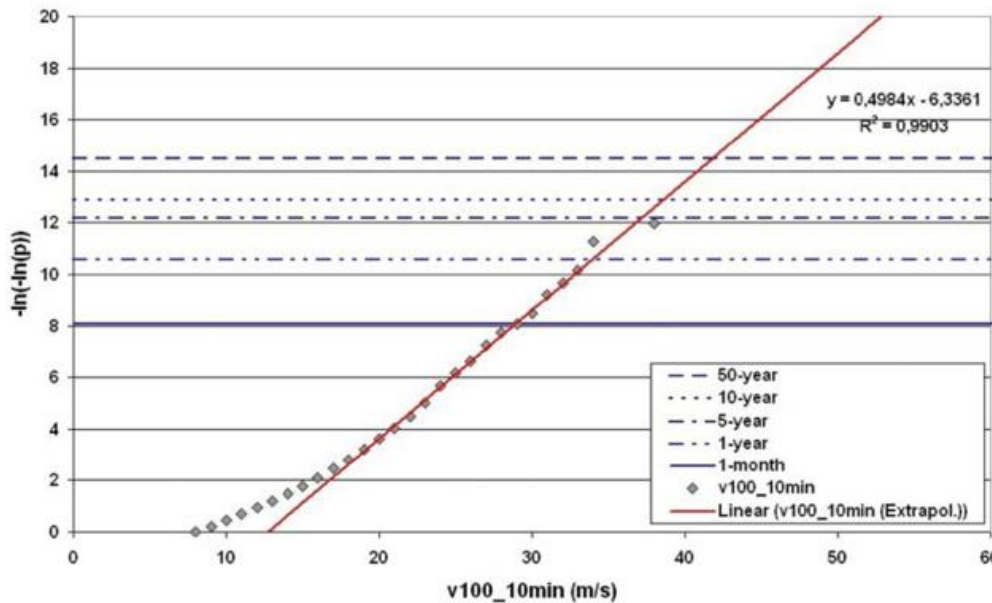


Abb. 3-11: Abschätzung der Wiederkehrperioden von extremen Zehn-Minuten-Mittelwerten der Windgeschwindigkeit aus einer vierjährigen Zeitreihe von Zehn-Minuten-Werten durch Plotten auf Gumbel-Papier (doppelt-logarithmische y-Achse). Dargestellt sind Werte aus 100 m Höhe an der Nordsee-Plattform FINOI. Zur Darstellung sind die Daten in Klassen mit der Breite 1 m/s eingeteilt worden.

Weitere Auswertungen zu den Besonderheiten der marinen atmosphärischen Grenzschicht finden sich in der Doktorarbeit TÜRK (2009). Wie man diese Besonderheiten in der Turbulenzparametrisierung für mesoskalige Windfeldmodelle berücksichtigt, ist in FOREMAN (2012) und FOREMAN und EMEIS (2012a) dargestellt.

### 9 Extremwinde und eine einfache Methode zu ihrer Abschätzung

Kenntnisse über möglicherweise auftretende Extremwerte der Windgeschwindigkeit wie beispielsweise die maximale Zehn-Minuten-Windgeschwindigkeit oder die maximale Eine-Sekunde-Böe, die in 50 Jahren erwartet werden können, sind für Lastabschätzungen und Baufestigkeiten von Windkraftanlagen von großer Wichtigkeit. Hierzu sollten möglichst langjährige Messungen vorliegen. Dies ist aber für die heute üblichen Nabenhöhen von WKA kaum der Fall. Daher sind auch Abschätzungen, die auf kürzeren Messreihen beruhen, gefragt. Grundlage für solche Methoden ist die Gumbel-Verteilung, die geeignet ist, die Häufigkeit seltener Ereignisse zu beschreiben. Die kumulative Häufigkeitsverteilung der Gumbel-Verteilung ist:

$$F(x) = e^{-e^{-x}} \tag{8}$$

Die zu (8) inverse Funktion ist die Prozentpunktfunktion:

$$G(p) = -\ln(-\ln(p)) \tag{9}$$

Das 98. Perzentil ( $p = 0,98$ ) dieser Funktion hat den Wert 3,9, das 99. Perzentil den Wert 4,6 und das 99,9. Perzentil den Wert 6,9.

Wenn eine Zeitreihe wesentlich kürzer als die interessierende Wiederkehrperiode ist, dann macht es keinen Sinn, mit jährlichen Extremwerten eine Statistik aufzubauen. Für diesen Fall haben EMEIS und TÜRK (2009) gezeigt, dass 50-Jahreswerte aus einer nur einige Jahre umfassenden Zeitreihe von Zehn-Minuten-Werten abgeschätzt werden können. Für einen ungefähr vierjährigen Zeitraum lagen hier ungefähr 200 000 Datenpunkte vor. Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines 50-jährigen Extremereignisses in einer solchen Zeitreihe mit 52 560 Werten pro Jahr ist durch

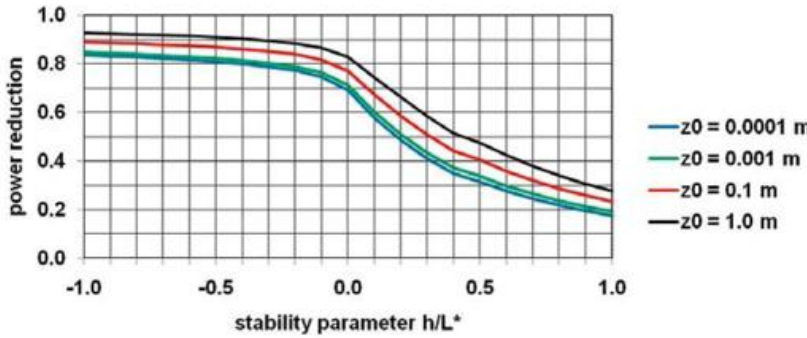
$$p = 1 - \frac{1}{50 \times 52560} \tag{10}$$

gegeben, was nach Einsetzen in (9) 14,78 ergibt. Für Stundenwerte würde man aus (9) und (10) den Wert 12,99 erhalten. In Abb. 3-11 ist ein Beispiel für gemessene Zehn-Minuten-Mittel der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe von der FINOI-Plattform gezeigt. Die Grafik zeigt, dass die Werte oberhalb von etwa 18 m/s Windgeschwindigkeit sehr gut auf einer Geraden auf diesem Gumbel-Papier (doppelt-logarithmische y-Achse) liegen. Unterhalb von 18 m/s folgen die Windgeschwindigkeiten nicht der Gumbel-Verteilung, sondern der Weibullverteilung, die bei einer Darstellung auf Gumbel-Papier nicht zu einer Geraden führt.

Dieses Auftreten der Gerade bei den höheren Windgeschwindigkeiten zeigt, dass diese einer Gumbel-Verteilung folgen. Das erlaubt eine Extrapolation auf größere Wiederkehrperioden. Für eine 50-jährige Wiederkehrperiode lässt sich daher aus diesen Daten der Jahre 2003 bis 2007 eine 10 min-Windgeschwindigkeit von gut 42 m/s abschätzen. Für die Eine-Sekunden-Böe erhält man nach der gleichen Methode einen Extremwert mit 50jähriger Wiederkehrperiode von gut 52 m/s (TÜRK 2009).

### 10 Analytisches Windparkmodell

Die bisherigen Abschnitte haben einzelne ausgewählte relevante Aspekte der äußeren meteorologischen Randbedingungen für die Windkraftnutzung aufgeführt. In Windparks kommt die Wechselwirkung zwischen den einzelnen Turbinen als limitierender Faktor hinzu. Hier stehen viele WKA relativ dicht beieinander und konkurrieren um die Ressource Wind. Die Wahl des Abstandes zwischen den



$$R_i = \frac{\left( f_{h,\Delta z} T_i + \frac{\phi_m}{\kappa^2} c_{s,h} \right)}{\left( f_{h,\Delta z} T_i + \frac{\phi_m}{\kappa^2} c_{reff} \right)} \tag{11}$$

Abb. 3-12: Reduktion des potenziellen Windenergieertrags im Inneren eines sehr großen Windparks als Funktion der thermischen Schichtung (x-Achse) und der Oberflächenrauigkeit (Scharparameter). Hierfür wurden eine Nabenhöhe von 92 m, ein Rotordurchmesser von 90 m und ein mittlerer Abstand der Turbinen im Park voneinander von 10 Rotordurchmessern angenommen.

wobei  $f$  ein geometrischer Faktor von der Größenordnung 2 ist,  $T_i$  die gesamte Turbulenzintensität von Anströmung und zusätzlich im Park erzeugter Turbulenz ist,  $\phi_m$  die differentielle Version der schon im Abschnitt 3 benutzte Korrekturfunktion für die thermische Stabilität der Grenzschicht ist,  $c_{s,h}$  der Widerstandsbeiwert der Oberfläche, auf der der Park steht,  $c_{reff}$  der effektive Widerstandsbeiwert des Windparks ist und  $\kappa = 0,4$ . Die Gleichgewichtsgeschwindigkeit in Nabenhöhe im Parkinneren wächst mit zunehmender Rauigkeit der Oberfläche, auf der der Windpark errichtet wird, da mit zunehmender Rauigkeit die Turbulenzintensität und damit der vertikale turbulente Impulsfluss ansteigen. Ebenso steigt diese Geschwindigkeit auch mit zunehmender Instabilität der thermischen Schichtung, da auch hierbei die Turbulenzintensität zunimmt. Letztlich steigt diese Geschwindigkeit mit zunehmendem Abstand zwischen den einzelnen WKA, da dann die gegenseitige Beeinflussung abnimmt (in Abb. 3-12 ist die Reduktion des potenziellen Windenergieertrags, welcher proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist (siehe Gleichung (7), dargestellt).

Turbinen eines Parks und benachbarter Parks voneinander ist eine Optimierungsaufgabe. Bei ihr muss zwischen den Kosten zusätzlicher Anlagen, den daraus resultierenden Mehrerträgen und den vermehrten Lasten auf die WKA, welche durch die erhöhte Turbulenzintensität der umstehenden Turbinen entstehen, abgewogen werden. Dazu muss die Reduktion der Windgeschwindigkeit im Parkinneren, die Erhöhung der Turbulenzintensität und die Länge des Nachlaufs des Parks berechnet werden.

Für eine analytische Modellierung dieser Einflüsse kann man von folgender Überlegung ausgehen: In großen, nahezu unendlich ausgedehnten Windparks kann der von den im Betrieb befindlichen Turbinen der Atmosphäre in der Höhe der Rotorebene entzogene Impuls im Wesentlichen nur durch vertikalen turbulenten Impuls transport aus höheren Luftschichten nachgeliefert werden. Diese Erkenntnis erlaubt die Aufstellung eines einfachen, analytisch lösbaren Impulsbilanz-Modells zur Berechnung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe im Parkinneren und der Länge des Nachlaufs hinter dem Windpark. Die Grundidee des Ansatzes ist in EMEIS (2010) beschrieben, eine aktualisierte Darstellung der wichtigsten Ergebnisse findet sich in EMEIS (2011, 2012). Die Turbulenzerhöhung ist proportional zum Schubbeiwert der einzelnen Turbine (thrust coefficient), der wiederum windgeschwindigkeitsabhängig ist. Da die Turbulenzintensität ein Eingangsparameter für das Modell ist, erzwingt diese Abhängigkeit eine iterative Lösung des Gleichungssystems.

10.1 Die mittlere Windgeschwindigkeit im Parkinneren

10.2 Die Nachlauflänge großer Windparks

10.1 Die mittlere Windgeschwindigkeit im Parkinneren

Aus der Gleichsetzung von entzogenem Impuls durch die WKA und durch den turbulenten Transport nachgelieferter Impuls lässt sich eine Gleichgewichtsgeschwindigkeit ausrechnen, die sich im Inneren großer Windparks in Nabenhöhe einstellt. Diese Geschwindigkeit ist maßgebend für den Ertrag solcher großer Windparks. Man erhält für das Verhältnis  $R_i$  der Windgeschwindigkeit im Park in Nabenhöhe relativ zu der ungestörten Geschwindigkeit in derselben Höhe stromauf des Parks die Beziehung:

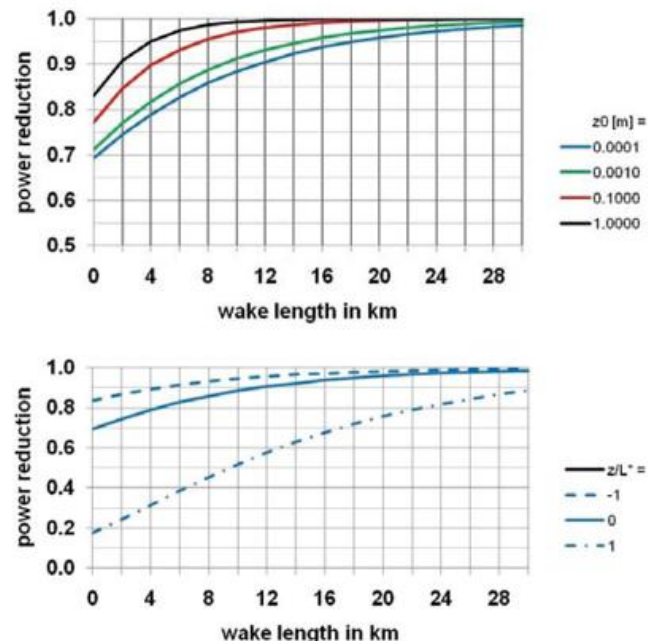


Abb. 3-13: Reduzierung des potenziellen Windenergieertrags im Nachlauf eines sehr großen Windparks als Funktion der Oberflächenrauigkeit bei neutraler Schichtung (oben) und der thermischen Schichtung für eine glatte Wasseroberfläche ( $z_0 = 0,0001$  m) (unten, gestrichelt: instabil, durchgezogen: neutral, strichpunktirt: stabil).

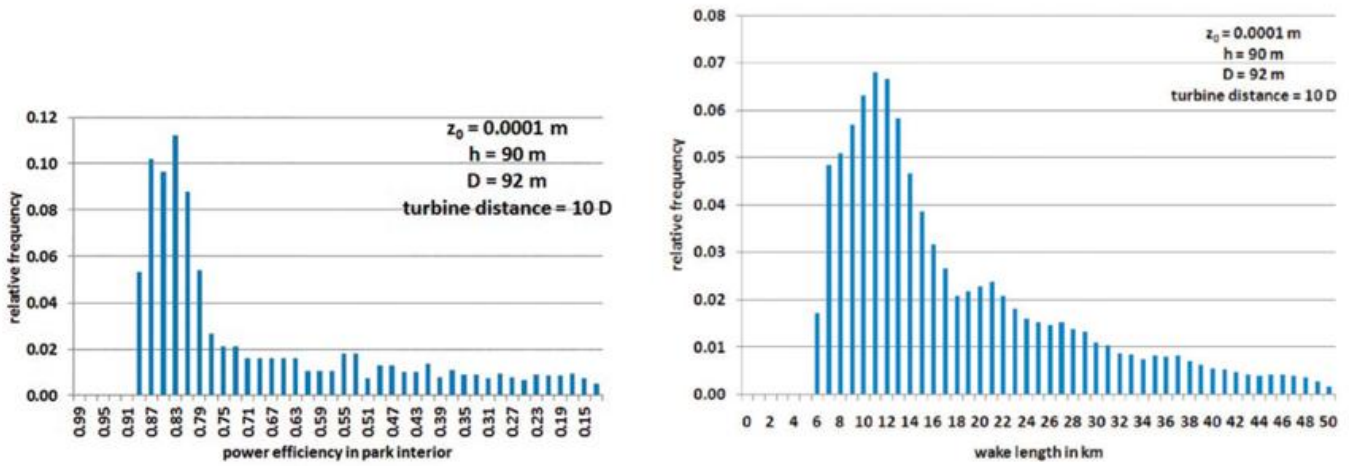


Abb. 3-14: Häufigkeitsverteilungen der Windertragsreduktion in einem Offshore-Windpark (links) und der Nachlauflänge eines Offshore-Windparks (rechts) auf der Grundlage der an FINO1 beobachteten Häufigkeitsverteilung der atmosphärischen Schichtung (Nabenhöhe 90 m, Rotordurchmesser 92 m, mittlerer Turbinenabstand: 10 Rotordurchmesser).

Aus einer ähnlichen Überlegung wie bei der Gleichgewichtsgeschwindigkeit im Parkinneren kann auch die Länge des Nachlaufs hinter großen Windparks abgeschätzt werden. Der Impuls, der zur Erholung der Windgeschwindigkeit auf den ungestörten Wert beiträgt kann wiederum nur von oben durch den turbulenten Impulsfluss geliefert werden. Die Wiederabnahme der Geschwindigkeitsreduktion hinter dem Windpark kann durch einen Exponentialansatz beschrieben werden:

$$R_n = \frac{u_{hn}(t)}{u_{h0}} = 1 + \left( \frac{u_{hm0}}{u_{h0}} - 1 \right) \exp(-\alpha t) \tag{12}$$

mit der reduzierten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe am Leerand des Windparks  $u_{hm0}$ , der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe im Nachlauf  $u_{hn}$  und der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe stromauf des Windparks  $u_{h0}$ . Die zeitliche Abhängigkeit in Gleichung (12) wird mit einer mittleren Windgeschwindigkeit in eine räumliche Abhängigkeit umgerechnet. Das Ende des Nachlaufs wird hierbei als die Entfernung definiert, in der der potenzielle Windenergieertrag wieder 95 % des ursprünglichen Werts erreicht. Der meteorologische Einfluss erfolgt über den Exponentialkoeffizienten  $\alpha = ku_z / \Delta z^2$ , wobei  $\Delta z$  der vertikale Abstand zwischen der Nabenhöhe und der ungestörten Windgeschwindigkeit oberhalb des Windparks ist und  $u_z$  von der Oberflächenrauigkeit und der atmosphärischen Schichtung abhängt.

Die Auswertung der in Abb. 3-13 oben dargestellten Ergebnisse zeigt eine Nachlauflänge von 4 bis 18 km bei neutraler Schichtung, wobei die größte Nachlauflänge bei der glatten Meeresoberfläche auftritt. Schichtungsabhängig kann die Nachlauflänge über der glatten Wasseroberfläche zwischen 10 und mehr als 40 km variieren (Abb. 3-13 unten), wobei die größte Nachlauflänge bei stabiler Schichtung auftritt.

Abb. 3-14 zeigt Häufigkeitsverteilungen des Windenergiepotenzials im Windparkinneren und der Nachlauf-

länge von sehr großen offshore-Windparks unter Zugrundelegung der real in den Jahren 2005 und 2006 an der Nordsee-Plattform FINO1 beobachteten atmosphärischen Schichtungsverhältnisse. Die häufigste Reduktion des Energieertrags erfolgt auf 0,83, der Median der Reduktion ist 0,80, das gewichtete Mittel 0,70, das 90. Perzentil liegt bei 0,37 und das 95. Perzentil bei 0,24. Die am häufigsten auftretende Nachlauflänge ist 11 km, der Median liegt bei 14 km, das gewichtete Mittel bei 17,7 km, das 90. Perzentil bei 31 km und 95. Perzentil der Nachlauflänge bei 37 km.

### 11 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die heutige Größe von Windkraftanlagen erzwingt eine stärkere Berücksichtigung verschiedener Phänomene der atmosphärischen Grenzschicht, vor allem solchen, die oberhalb der Prandtl-Schicht auftreten. Das alleinige Arbeiten mit Potenzgesetzen ist nicht mehr ausreichend. Vielmehr müssen Profilgesetze angewendet werden, die durchgängig in der Prandtl- und der Ekman-Schicht bis in mindestens 300 m Höhe gültig sind. Bei der Standortwahl sollten die in den Abschnitten 3 bis 9 beschriebenen Phänomene analysiert werden. Dazu zählen vor allem auch die instationären Vorgänge wie Tagesgänge der Windgeschwindigkeit und Grenzschichtstrahlströme. Bei der Planung von großen offshore-Windparks dürfen die über Land gemachten Erfahrungen nicht einfach auf das Meer übertragen werden. Durch die geringe Rauigkeit der Meeresoberfläche müssen dort die Abstände zwischen den einzelnen Windturbinen in einem Windpark sowie auch der Abstand großer Windparks voneinander deutlich größer gewählt werden als über dem rauen Land, um mit der gleichen Anzahl von Turbinen bei gleicher geostrophischer Windgeschwindigkeit die gleichen Erträge zu erzielen. Die meteorologische Analyse der Windverhältnisse in den untersten 300 m der Atmosphäre und ihrer Vorhersage sind somit heutzutage zu wichtigen Bestandteilen einer neuen meteorologischen Teildisziplin geworden, der Energiemeteorologie.

## Literatur

- ALLNOCH, N., 1992: Windkraftnutzung im nordwestdeutschen Binnenland: Ein System zur Standortbewertung für Windkraftanlagen. Geographische Kommission für Westfalen, Münster, ARDEY-Verlag, 160 S.
- BILSTEIN, M., EMEIS, S., 2010: The Annual Variation of Vertical Profiles of Weibull Parameters and their Applicability for Wind Energy Potential Estimation. *DEWI Magazine* **36**, 42-46.
- BRADLEY, E. F., 1983: The influence of thermal stability and angle of incidence on the acceleration of wind up a slope. *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.* **15**, 231-242.
- EMEIS, S., 2001: Vertical variation of frequency distributions of wind speed in and above the surface layer observed by sodar. *Meteorol. Z.* **10**, 141-149.
- EMEIS, S., 2005: How well does a Power Law Fit to a Diabatic Boundary-Layer Wind Profile? *DEWI-Magazin* **26**, 59-62.
- EMEIS, S., 2010: A simple analytical wind park model considering atmospheric stability. *Wind Energy* **13**, 459-469.
- EMEIS, S., 2011: Weitreichender Windschatten. *Physik in unserer Zeit* **42**, 228-233.
- EMEIS, S., 2012: Wind Energy Meteorology – Atmospheric Physics for Wind Power Generation, Green Energy and Technology. *Springer, Heidelberg*, 196 S.
- EMEIS, S., 2014a: Current issues in wind energy meteorology. *Met. Appl.* **21**, 803-819. DOI: 10.1002/met.1472.
- EMEIS, S., 2014b: Wind speed and shear associated with low-level jets over Northern Germany. *Meteorol. Z.* **23**, 295-304, DOI: 10.1127/0941-2948/2014/0551.
- EMEIS, S., TÜRK, M., 2009: Wind-driven wave heights in the German Bight. *Ocean Dyn.* **59**, 463-475.
- ETLING, D., 2002: Theoretische Meteorologie Eine Einführung. 2. Auflage. *Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York*.
- FOREMAN, R., 2012: Improved calculation of offshore meteorological parameters for applications in wind energy. PhD thesis. *Faculty of Mathematics and Natural Sciences, University of Cologne*, available from: <http://kups.ub.uni-koeln.de/4707>.
- FOREMAN, R., EMEIS, S., 2010: Revisiting the Definition of the Drag Coefficient in the Marine Atmospheric Boundary Layer. *J. Phys. Oceanogr.* **40**, 2325-2332.
- FOREMAN, R., EMEIS, S., 2012a: Method for increasing Turbulent Kinetic Energy in the Mellor-Yamada-Janjić boundary layer parametrization. *Bound.-Lay. Meteorol.* **145**, 329-349.
- FOREMAN, R., EMEIS, S., 2012b: Correlation equation for the marine drag coefficient and wave steepness. *Ocean Dynamics* **62**, 1323-1333.
- GERSTENGARBE, F.-W., WERNER, P.C., RÜGE, U. (Mitarb.), 1999: Katalog der Großwetterlagen Europas (1881 – 1998). Nach P. HESS und H. BREZOWSKY. 5. Auflage. *Deutscher Wetterdienst, Potsdam/Offenbach a. M.*, siehe <http://www.deutscher-wetterdienst.de/lexikon/download.php?file=Grosswetterlage.pdf> oder unter: <http://www.pik-potsdam.de/~uwerner/gwl/gwl.pdf>.
- GRYNING S.-E., BATCHVAROVA, E., FLOORS, R., PEÑA, A., BRÜMMER, B., HAHMANN, A.N., MIK-KELSEN, T., 2014: Long-term profiles of wind and Weibull distribution parameters up to 600m in a rural coastal and an inland suburban area. *Bound.-Lay. Meteorol.* **150**, 167-184.
- HOFF, A.M., 1987: Ein analytisches Verfahren zur Bestimmung der mittleren horizontalen Windgeschwindigkeiten über zweidimensionalen Hügeln, Vol. 28. *Ber. Inst. Meteorol. Klimatol. Univ. Hannover, Hannover*, 68 S.
- JUSTUS, C.G., HARGRAVES, W.R., MIKHAIL, A., GRABER, D., 1978: Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions. *J. Appl. Meteor.* **17**, 350-353.
- OPTIS, M., A. MONAHAN, F.C. BOSVELD, 2014: Moving Beyond Monin-Obukhov Similarity Theory in Modelling Wind-Speed Profiles in the Lower Atmospheric Boundary Layer under Stable Stratification. *Bound.-Layer Meteorol.* **153**, 497-514, DOI 10.1007/s10546-014-9953-z.
- PEÑA, A., GRYNING, S.-E., MANN, J., HASAGER, C.B., 2010a: Length Scales of the Neutral Wind Profile over Homogeneous Terrain. *J. Appl. Meteor. Climatol.* **49**, 792-806.
- PEÑA, A., GRYNING, S.-E., HASAGER, C., 2010b: Comparing mixing-length models of the diabatic wind profile over homogeneous terrain. *Theor. Appl. Climatol.* **100**, 325-335.
- SATHE, A., GRYNING, S.-E., PEÑA, A., 2011: Comparison of the atmospheric stability and wind profiles at two wind farm sites over a long marine fetch in the North Sea. *Wind Energy* **14**, 767-780.
- TROEN, I., PETERSEN, E.-L., 1989: European Wind Atlas. *Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark*, 656 pp.
- TÜRK, M., 2009: Ermittlung designrelevanter Belastungsparameter für Offshore-Windkraftanlagen. PhD thesis. *Faculty of Mathematics and Natural Sciences, University of Cologne*, available from: <http://kups.ub.uni-koeln.de/2799/>.
- TÜRK, M., EMEIS, S., 2010: The dependence of offshore turbulence intensity on wind speed. *J. Wind Eng. Industr. Aerodyn.* **98**, 466-471.
- WIERINGA, J., 1989: Shapes of annual frequency distributions of wind speed observed on high meteorological masts. *Bound.-Lay. Meteorol.* **47**, 85-110.

# 4

G. STEINFELD, B. WITHA, M. DÖRENKÄMPER, M. GRYSCHKA

## Hochauflösende Large-Eddy-Simulationen zur Untersuchung der Strömungsverhältnisse in Offshore-Windparks

High-resolution large-eddy simulations for the analysis of flow conditions in offshore wind farms

### Zusammenfassung

Mit dem zügigen Ausbau der Windenergienutzung in den letzten 20 Jahren hat der Bedarf an Modellen zur präzisen Berechnung der Windparkströmung zugenommen. Seit wenigen Jahren wird durch aufwendige Simulationen mit Grobstruktur- beziehungsweise Large-Eddy-Simulationsmodellen versucht, die Prozesse innerhalb von Windparkströmungen besser zu verstehen. Dies soll eine Verbesserung der Beschreibung dieser Prozesse in erheblich weniger rechenzeitaufwändigen Nachlaufmodellen ermöglichen, wie sie beispielsweise für Ertragsgutachten verwendet werden. In diesem Beitrag werden verschiedene Ansätze zur Parametrisierung der Effekte von Windenergieanlagen in Large-Eddy-Simulationsmodellen vorgestellt. Es wird deutlich, dass die komplexeren Ansätze, bei denen über die Rotorscheibe variierende von der Blattgeometrie abhängige Auftriebs- und Widerstandskräfte berechnet werden, nur bei höherer räumlicher Auflösung verlässliche Ergebnisse liefern können. Eine vergleichsweise einfache Anlagenparametrisierung, bei der die Rotorscheibe als homogene Impulssenke betrachtet wird, gibt die Verhältnisse dicht an der Anlage stark vereinfacht wieder, beschreibt bei grober Auflösung die Eigenschaften im Fernfeld aber mitunter besser als die komplexeren Ansätze. Die Ergebnisse zeigen darüber hinaus die Bedeutung der atmosphärischen Stabilität und der Topologie des Windparks für die Strömungsverhältnisse in und hinter dem Park auf. Darüber hinaus werden die Schwierigkeiten der Validierung mit Messdaten aufgezeigt.

### Summary

The rapid increase of the wind energy utilization during the last two decades led to an urgent demand for models that are able to give precise estimates of the flow characteristics in wind farms. For several years large-eddy simulation models have now been used to gain a deeper knowledge of the processes of the wind farm flow. The knowledge gained should lead to better parameterizations of these processes in computationally less expensive wake models that are used in practice e.g. for the derivation of energy yield assessments. Here, different approaches for the parameterization of wind turbine effects in large-eddy simulations are presented. It is pointed out that more complex parameterizations, in which lift and drag forces are determined that can vary over the rotor disc and are dependent on the rotor blade geometry, can only lead to better results if a very high resolution of the numerical grid is used. A comparatively simple wind turbine parameterization, which describes the rotor disc as a homogeneous sink of momentum, does not resolve the processes in the near wake well, but if the resolution is coarse, it might even be superior to the complex models in the far wake. In addition, the results show the role of atmospheric stability and the topology of a wind farm on the flow conditions within and downstream of a wind farm. Moreover, problems concerning the validation of simulations with measurement data will be mentioned.

### 1 Einführung

Das Prinzip von Windenergieanlagen (WEA) ist es, der atmosphärischen Strömung einen Teil ihrer kinetischen Energie zu entziehen und diese zunächst in eine Drehbewegung des Rotors und schließlich in elektrische Leistung umzuwandeln. Im Nachlauf der WEA ist gegenüber der Anströmung ein Windgeschwindigkeitsdefizit festzustellen. Dieses Defizit muss bei Wirtschaftlichkeitsberech-

nungen für Windparks Berücksichtigung finden, da WEA im Nachlauf anderer WEA ein entsprechend kleineres Energiereservoir zur Verfügung steht, das in elektrische Leistung gewandelt werden kann. Durch Strömungseffekte an den Rotorblättern, Gondel und Turm sowie durch die durch das Nachlaufdefizit verursachte Scherung und die damit verbundene Produktion von turbulenter kinetischer Energie zeigt sich im Nachlauf einer WEA die Turbulenzintensität der Strömung erhöht. Hierdurch ergibt sich als

weiterer negativer Effekt eine Erhöhung der Lasten an WEA im Nachlauf im Vergleich zu denen an frei angeströmten WEA, sowie eine entsprechend zu erwartende Verringerung der Lebensdauer von Anlagenkomponenten und damit einhergehenden häufigeren Stillstandszeiten. Bei einem derzeit in Deutschland nach dem Erneuerbare Energien-Gesetz garantierten Erlös von 150€/MWh für Offshore-Windstrom in den ersten 12 Jahren nach Inbetriebnahme einer Anlage kann bei guten Windbedingungen alleine der Ausfall einer 5 MW-Anlage innerhalb eines Offshore-Windparks zu Verlusten auf der Einnahmeseite von 18 000,- € pro Tag führen.

Durch den rasanten Ausbau der Windenergienutzung seit Mitte der Neunzigerjahre hat das Thema der Nachlaufeffekte verstärktes Interesse erfahren. Einen weiteren Bedeutungsschub hat dieses Thema durch die Errichtung der ersten Offshore-Windparks erhalten. Aufgrund der deutlich geringeren Rauigkeit der Wasseroberfläche im Vergleich zu Landoberflächen sind Offshore-Standorte in der Regel durch eine geringere Turbulenz der Hintergrundströmung als Onshore-Standorte gekennzeichnet. Da die Stärke der turbulenten Durchmischung in der Grenzschicht aber die Wirklänge der Nachlaufeffekte beeinflusst, sind über dem Meer größere Reichweiten von Nachlaufeffekten zu beobachten als an Landstandorten. Darüber hinaus werden beispielsweise die in der deutschen Außenwirtschaftszone in der Nordsee geplanten Offshore-Windparks bis zu 120 Anlagen umfassen. Anlagen im Inneren von Windparks dieser Größenordnung werden einen Großteil der Zeit im Nachlauf anderer Anlagen operieren, so dass die Qualität der Abschätzung der Nachlaufeffekte für Ertrags- und Lastberechnung noch wichtiger wird.

Für Windparkertragsprognosen, aber auch für eine an die Umgebungsbedingungen angepasste Auslegung von WEA, ist eine Modellierung der Windparkströmung notwendig. Da für Ertragsberechnungen eine Vielzahl von Simulationen notwendig ist, bei denen der Windpark aus unterschiedlichen Richtungen und mit unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten angeströmt wird, werden einfache Modelle benötigt. Daher erfolgt die Modellierung der Windparkeffekte vor allem mit Ingenieursmodellen, die jedoch stark vereinfachte Parametrisierungen der Strömungsverhältnisse in Windparks darstellen (zum Beispiel LANGE et al. 2003). Diese Modelle beruhen häufig auf dem Einzelnachlaufansatz, das heißt, es wird in ihnen keine geschlossene Simulation der Windparkströmung durchgeführt. Stattdessen wird der Nachlauf jeder WEA des Parks separat berechnet. Die Anfangsbedingungen (= Einströmung) für die Berechnung der Nachläufe von Anlagen im Inneren des Windparks ergeben sich durch eine Überlagerung der die betrachtete Anlage beeinflussenden Einzelnachläufe anderer WEA. Seit Mitte der Neunziger Jahre sind Ergebnisse dieser Modelle Vergleichen mit Messdaten aus Windparks unterworfen worden (zum Beispiel BARTHELMIE et al. 2006, BARTHELMIE und JENSEN 2010). Dabei wurde deutlich, dass mit den Ingenieursmodellen nur in begrenztem Maße eine Abschätzung der tatsächlich

beobachteten Verhältnisse innerhalb von Windparks erhalten werden konnte. Beispielsweise berichten BARTHELMIE und JENSEN (2010), dass das von Ihnen verwendete Ingenieursmodell die Effizienz der WEA im Zentrum des Offshore-Parks Nysted deutlich überschätzt, während die Effizienz der WEA in den Randbereichen, das heißt insbesondere der WEA an den Eckpositionen, deutlich unterschätzt wird. Ein Grund für diese Unterschätzung könnte darin liegen, dass in diesen Modellen keine Simulation der auf den Windpark treffenden Strömung durchgeführt wird, sondern eine homogene Anströmung des Parks angenommen wird. Neben dieser Annahme ist eine weitere Vereinfachung in Ingenieursmodellen die Annahme der Stationarität der Strömung. Eine Simulation der Entwicklung der Leistungsabgabe des Windparks auf kleinen zeitlichen Skalen, wie beispielsweise einer durch den Windpark laufenden Böenfront, die für Fragen der Netzintegration äußerst interessant wäre, ist mit ihnen nicht ohne Weiteres möglich. Durch die Verwendung des Einzelnachlaufansatzes – anstatt der Durchführung einer geschlossenen Strömungssimulation – werden Effekte wie durch die Versperrung der Anlagen verursachte lokale Jets in der Windparkströmung nicht berücksichtigt. Ein weiterer Schwachpunkt der Ingenieursmodelle ist, dass in ihnen selbst keine Modellierung des nahen Nachlaufbereiches durchgeführt wird. So wird in Nachlaufmodellen vom Ainslie-Typ (AINSLIE 1985), wie beispielsweise im Modell FLAP der Universität Oldenburg (LANGE et al. 2003), die Simulation des Nachlaufs mit einem gaußförmigen Defizitprofil am Ende des nahen Nachlaufes (dessen Reichweite häufig näherungsweise nach der im Freifeld weitgehend noch unvalidierten Methode nach VERMEULEN (1980) bestimmt wird und grob etwa zwei Rotordurchmesser beträgt) begonnen. Jüngste Vergleiche mit Messungen haben jedoch gezeigt, dass die Annahme eines gaußförmigen Profils wesentlich von den realen Verhältnissen abweicht (KÜHN et al. 2013). Eine weitere Schwierigkeit ist, dass Effekte der Turbulenz vollständig parametrisiert werden müssen. Dazu gehört zum einen die Parametrisierung der Turbulenz der Hintergrundströmung. Neuere Analysen zeigten, dass die Erträge von Offshore-Windparks stark von der atmosphärischen Stabilität abhängen (HANSEN et al. 2012). Bisher wird die atmosphärische Stabilität in Ingenieursmodellen jedoch nur äußerst rudimentär, zum Beispiel über das Maß der Turbulenzintensität (Verhältnis aus Standardabweichung und Betrag der Horizontalkomponente der Windgeschwindigkeit) berücksichtigt. Wiederum deutlich andere Verhältnisse liegen vor, wenn die Nachläufe der einzelnen Anlagen seitlich zusammengewachsen sind, so dass eine Einmischung von Impuls in den Nachlaufbereich hinein in wesentlichem Maße nur noch in vertikaler Richtung erfolgen kann. Dieser Effekt wird beispielsweise in dem von BARTHELMIE und JENSEN (2010) verwendeten Modell nicht ausreichend berücksichtigt.

Es bleibt festzuhalten, dass turbulente Prozesse in der atmosphärischen Grenzschicht die Eigenschaften der Nachläufe von WEA stark beeinflussen. Es ist daher naheliegend, Windparkströmungen mit Modellen zu untersuchen, die

den Großteil der Turbulenz in der atmosphärischen Grenzschicht und im Nachlauf von WEA explizit auflösen können. Ein verbessertes Verständnis der Windparkströmung aus den turbulenzauflösenden Simulationen, die ihrerseits durch einen Vergleich mit Messungen validiert wurden, kann schließlich zu einer Verbesserung und Erweiterung von Parametrisierungsansätzen in Ingenieursmodellen führen. Auch zur Entwicklung von Windparkparametrisierungen für mesoskalige Modelle zur Berechnung der Fernwirkung von Windparks bieten sich zunächst Untersuchungen von Windparknachläufen mit turbulenzauflösenden Modellen an.

Turbulenzauflösende Modellierungsansätze sind die Methode der DNS (Direkte Numerische Simulation) und LES (Large-Eddy-Simulation, deutsch: Grobstruktursimulation). Eine DNS der Strömung in der atmosphärischen Grenzschicht ist derzeit noch nicht möglich. Wie in Kapitel 2 näher ausgeführt werden wird, werden bei der Methode der LES nur die für die individuelle Strömung charakteristischen, energetisch dominanten, gröberskalierten Anteile der Turbulenz explizit aufgelöst, wodurch die Verwendung einer wesentlich gröberen Auflösung, als bei der DNS nötig, möglich wird.

Eine Durchführung von LES, bei denen sowohl die Turbulenz in der atmosphärischen Grenzschicht als auch in der Grenzschicht an den Rotorblättern explizit aufgelöst wird, ist derzeit ebenfalls aufgrund der hierfür notwendigen Rechnerressourcen nicht möglich. Innerhalb des letzten Jahrzehnts wurden daher zunächst Nachläufe einzelner WEA (JIMENEZ et al. 2007), später dann Strömungen innerhalb ganzer Windparks (zum Beispiel CALAF et al. 2010) mit der Methode der LES simuliert, wobei eine Parametrisierung der Effekte der WEA auf die atmosphärische Strömung erfolgte. Eine Übersicht über aktuelle LES-Windparkstudien gibt MEHTA et al. (2014).

Seit 2009 werden bei ForWind an der Universität Oldenburg Untersuchungen von Windparkströmungen mit dem an der Universität Hannover entwickelten und um WEA-Parametrisierungen erweiterten LES-Modell PALM (Parallelisierte LES Modell) durchgeführt.

Die Ziele dieses Beitrags liegen zunächst in einer kurzen Einführung in die Methode der LES sowie in das Modell PALM (Kapitel 2). Danach werden verschiedene Ansätze zur Parametrisierung von WEA-Effekten in LES-Modellen vorgestellt (Kapitel 3). In Kapitel 4 schließlich werden ausgewählte Ergebnisse von bei ForWind durchgeführten LES für Nachlaufströmungen präsentiert.

## 2 Large-Eddy-Simulation atmosphärischer Grenzschichtströmungen

Zunächst werden kurz die Grundlagen zur LES erläutert, bevor im darauffolgenden Abschnitt das verwendete Modell PALM näher beschrieben wird.

### 2.1 Grundlagen der LES

Bei Benutzung der LES-Methode wird der Großteil der Turbulenz, die sogenannte Grobstruktur, explizit berechnet. Parametrisiert wird lediglich die kleinskalige Turbulenz (Feinstruktur), welche allgemeingültige Eigenschaften aufweist, das heißt, die Art der Parametrisierung ist unabhängig vom Strömungstyp. Dem liegt die Vorstellung zu Grunde, dass beim von Richardson in den 1920er Jahren postulierten Zerfall der größeren Wirbel in immer kleinere Wirbel (Turbulenzenergiekaskade) diese progressiv isotrope Eigenschaften annehmen, das heißt, zunehmend unabhängig von der Geometrie der Strömung werden. Mit dieser Vorstellung formulierte KOLMOGOROW (1941) die Theorie über die allgemeinen Eigenschaften entwickelter Turbulenz, welche in einem Skalenbereich Gültigkeit hat, in dem die Turbulenzelemente zum einen wesentlich kleiner als die äußere Abmessung der betrachteten Strömung und zum anderen wesentlich größer als die sogenannte Kolmogorow-Mikroskala (einige Millimeter in atmosphärischen Strömungen), auf welcher viskose Kräfte dominieren, sind. In diesem, auch Trägheitsbereich genannten Abschnitt des Turbulenzspektrums, wird Energie weder produziert noch dissipiert, sondern lediglich von den größeren zu den kleineren Wirbeln weitergegeben. Das aus dieser Theorie abgeleitete Turbulenzspektrum konnte experimentell für verschiedenste turbulente Strömungen bestätigt werden (siehe zum Beispiel POPE 2000).

Die bei der LES erforderliche Trennung der Feinstruktur von der Grobstruktur erfolgt durch Anwendung einer Filteroperation auf das zu Grunde liegende Gleichungssystem (siehe zum Beispiel FRÖHLICH 2006), wobei die Filterweite innerhalb des Trägheitsbereiches liegen muss. Die Modellgitterweite darf nicht größer als die Filterweite sein. In atmosphärischen Strömungen variiert die obere Grenze des Trägheitsbereiches zwischen einigen Metern und einigen hundert Metern. Da aus rechenzeitökonomischen Gründen in der Regel eine möglichst grobe Auflösung des Modellgitters erwünscht ist, wird die Gitter- beziehungsweise Filterweite an die Strömungssituation angepasst. Während zum Beispiel für eine LES der konvektiven Grenzschicht eine Gitterweite von etwa 100 m hinreichend ist, erfordert die Simulation der stabilen atmosphärischen Grenzschicht Gitterweiten von wenigen Metern, um den Großteil der Turbulenz in der Strömung explizit auflösen zu können. Soll der turbulente Nachlauf eines Objekts untersucht werden, bestimmt zudem die Größe des umströmten Objektes die benötigte Gitterweite.

### 2.2 Das LES-Modell PALM

Das am Institut für Meteorologie und Klimatologie der Leibniz Universität Hannover entwickelte LES-Modell PALM ist in FORTRAN 95 geschrieben und für den Betrieb auf parallelen Hochleistungsrechnern ausgelegt (RAASCH und SCHRÖTER 2001, MARONGA et al. 2015, PALM-Homepage: <http://palm.muk.uni-hannover.de>). PALM wird seit etwa 15 Jahren von einer zuneh-

menden Anzahl von Forschungseinrichtungen weltweit zur Untersuchung atmosphärischer und ozeanischer Strömungen verwendet. Es basiert in seiner für die hier präsentierten Simulationen verwendeten trockenen Version auf den nichthydrostatischen, inkompressiblen Boussinesq-approximierten Navier-Stokes-Gleichungen und dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik. Inkompressibilität wird im Modell durch Lösen einer Poisson-Gleichung für den Stördruck gewährleistet. Die Modellvariablen sind in PALM auf einem versetzten, kartesischen Gitter vom Typ Arakawa-C definiert. Am unteren Rand des Modellgebietes werden Randbedingungen unter Annahme der Gültigkeit der Monin-Obukhovschen Ähnlichkeitstheorie zwischen dem Erdboden und dem ersten Gitterpunkt abgeleitet. Die Trennung der Feinstruktur von der Grobstruktur erfolgt in PALM nach SCHUMANN (1975) durch eine implizite Filterung über die räumliche Diskretisierung der Modellgleichungen. Da in der Literatur überwiegend die Methode der expliziten Filterung im Detail beschrieben wird (zum Beispiel FRÖHLICH 2006), sei die Methode der impliziten Filterung im Anhang dieses Artikels etwas detaillierter dargelegt. Eine ausführlichere Modellbeschreibung von PALM findet sich in MARONGA et al. 2015. Im folgenden Abschnitt wird näher auf die für Windparksimulationen verwendeten seitlichen Randbedingungen eingegangen.

### 2.2.1 Randbedingungen

In den meisten bislang veröffentlichten Studien von Nachlauf-LES wurden periodische Randbedingungen an den seitlichen Rändern des Modellgebietes verwendet (MEHTA et al. 2014). Aus dem Ausströmrand hinaus transportierte Strukturen kommen am jeweils gegenüber liegenden Rand wieder in das Modellgebiet hinein. Periodische Randbedingungen haben den Vorteil, dass sich die prognostischen Modellgleichungen auch an den seitlichen Rändern lösen lassen. Andere Bedingungen an den seitlichen Rändern erfordern das Treffen verschiedener Annahmen beziehungsweise die Lösung gesonderter Gleichungen. Für eine Nachlaufsimulation ergeben sich mit periodischen Randbedingungen jedoch Nachteile: Die durch WEA verursachte Turbulenz würde am Einströmrand wieder eintreten und schließlich erneut auf den Windpark treffen, wie in Abbildung 4-1 (oben) schematisch dargestellt. Folglich dürfte man die Nachlaufströmung nur für die Zeit des ersten Durchströmens des Modellgebietes auswerten. In der Regel hat sich

in dieser Zeit aber die Turbulenz noch nicht vollständig entwickelt. Man müsste – mit der Folge eines erheblich größeren Rechenzeitbedarfs – das Modellgebiet in Strömungsrichtung deutlich vergrößern, damit die simulierte Zeit für die Berechnung statistischer Größen ausreichend lang ist, bevor die Nachlaufströmung erneut auf den Windpark trifft oder damit sich die Nachlaufströmung vollständig abgebaut hat.

Alternativ kann PALM in einer der horizontalen Richtungen auch mit nicht-periodischen Randbedingungen betrieben werden, so dass sich ein erneutes Auftreffen der Nachlaufströmung auf den Windpark vermeiden lässt (Abbildung 4-1, Mitte). Hierbei werden am Ausströmrand für die drei Geschwindigkeitskomponenten Strahlungsrandbedingungen (nach ORLANSKI 1976), sowie für die Skalare Neumann-Randbedingungen (das heißt Null-Gradient-Randbedingungen) gesetzt. Am Einströmrand werden für sämtliche Größen bis auf den Druck und die subskalige turbulente kinetische Energie, für welche Neumann-Randbedingungen verwendet werden, Dirichlet-Randbedingungen gesetzt, das heißt, konstante Werte vorgegeben. Zur Anregung von Turbulenz werden nicht nur zu Beginn, sondern auch während der Simulation hinter dem Einströmrand dem Geschwindigkeitsfeld Zufallsstörungen aufgeprägt. Bis sich die Turbulenz voll entwickelt hat, ist eine sehr lange Vorlaufstrecke vor dem eigentlichen Untersuchungsgebiet notwendig. Tests zeigen, dass für Simulationen einer neutral geschichteten Grenzschicht bei einem geostrophischen Wind von 10 m/s eine Vorlaufstrecke von mindestens 30 km nötig ist, bis atmosphärische Turbulenz einsetzt, wodurch der Rechenzeitbedarf signifikant erhöht wird. Daher bietet PALM die Möglichkeit des turbulenten Einströmens

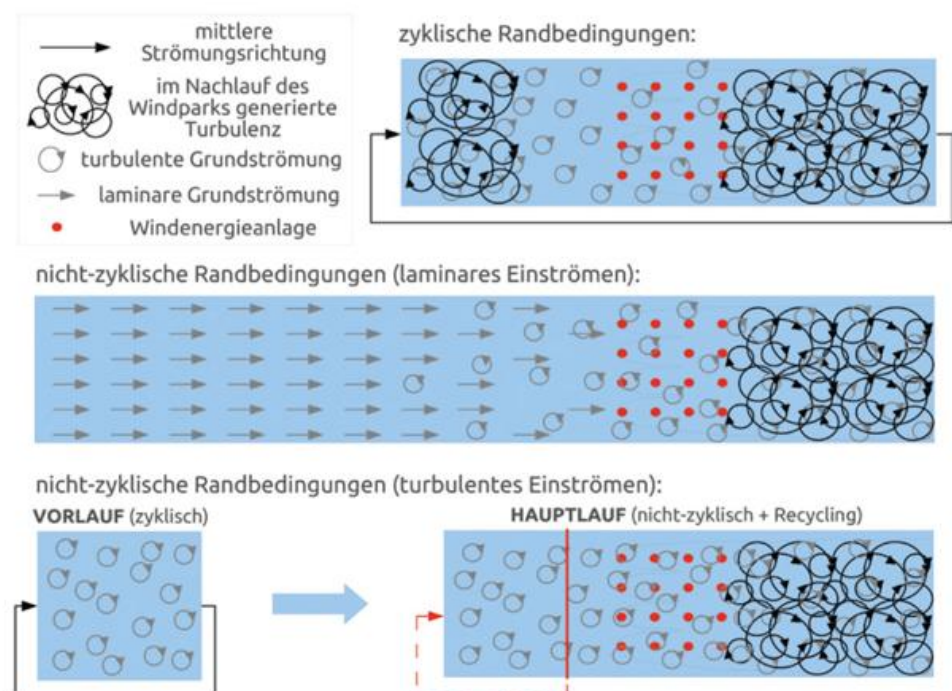


Abb. 4-1: Schematische Darstellung der in PALM möglichen seitlichen Randbedingungen mit ihren Vor- und Nachteilen für die Anwendung in Nachlaufsimulationen.

mittels der Turbulenz-Recycling-Methode (KATAOKA und MIZUNO 2002, LUND et al. 1998), welche eine wesentlich kürzere Vorlaufstrecke erlaubt. Der Begriff Recycling rührt daher, dass in einem gewissen Abstand vom Einströmrand in einer Ebene – der Recycling-Ebene – parallel zu diesem zu jedem Zeitschritt die turbulente Schwankung einer prognostischen Größe (Temperatur, Windgeschwindigkeit, Feuchte) abgegriffen wird und am Einströmrand auf ein zeitlich konstantes Einströmprofil der entsprechenden Größe addiert wird. Der Abstand der Recycling-Ebene vom Einströmrand muss mindestens so groß sein, dass die Turbulenzelemente in der Recycling-Ebene und am Einströmrand nicht mehr miteinander korreliert sind. Zum anderen sollte der Abstand so klein gewählt werden, dass die Grenzschichtigenschaften am Einströmrand mit denen in der Recycling-Ebene möglichst noch übereinstimmen. Für eine neutral geschichtete Grenzschicht und einen geostrophischen Wind von  $15 \text{ ms}^{-1}$  haben Tests gezeigt, dass ein Abstand von gut 2km hinreichend ist (WITHA et al. 2014). Gegenüber dem Fall mit laminarem Einströmen konnte die benötigte Vorlaufstrecke vor dem Windpark somit um etwa 95% reduziert werden. Des Weiteren können die prognostischen Variablen mittels der Ergebnisse eines dreidimensionalen Vorlaufes (mit lateral periodischen Randbedingungen) und somit bereits turbulent initialisiert werden. Die Methode des turbulenten Einströmens ist in Abbildung 4-1 (unten) schematisch illustriert. Die durchgezogene rote Linie im Modellgebiet des Hauptlaufs entspricht hierbei der Recycling-Ebene.

### 3 Parametrisierung von WEA in LES-Modellen

In diesem Abschnitt soll eine kurze Übersicht über die verschiedenen WEA-Parametrisierungen gegeben werden, wie sie derzeit im Modell PALM, verwendet werden.

#### 3.1 Aktuatorscheibenmodell

Das Aktuatorscheibenmodell (engl. „Actuator Disc Model“, ADM) beruht auf einem Konzept, das bereits von FROUDE (1889) eingeführt wurde und eine Fortsetzung der Arbeit von RANKINE (1865) über die Impulstheorie von Propellern darstellt. Die Grundidee des ADM ist es, die Rotoren durch eine für die Strömung durchlässige Scheibe mit der Fläche der rotorüberstrichenen Fläche zu ersetzen, auf der die auf den Rotorblättern lastende Schubkraft gleichmäßig verteilt wird. Hierfür wird in den Navier-Stokes-Gleichungen eine zusätzliche Volumenkraft eingefügt, die für einen Entzug von Impuls aus der Strömung sorgt.

Die auf die Strömung wirkende Kraft  $F$  pro Einheitsfläche  $A$ , wird nach der klassischen eindimensionalen Impulstheorie homogen über die Rotorscheibe hinweg, wie folgt beschrieben (zum Beispiel JIMENEZ et al. 2007).

$$f_T = \frac{F}{A} = \frac{T}{\pi R^2} = -\frac{1}{2} \rho_0 V_{ref}^2 c_T \tag{1}$$

Hierbei sind  $T$  der Gesamtschub und  $R$  der Rotorradius der Anlage,  $\rho_0$  die Luftdichte der Standardatmosphäre und  $c_T$  der anlagenspezifische Schubbeiwert. Die Bestimmung der Referenzwindgeschwindigkeit beziehungsweise Geschwindigkeit der ungestörten Strömung,  $V_{ref}$ , ist dabei besonders für den Fall, dass eine WEA innerhalb eines Windparks simuliert werden soll, eine nicht triviale Aufgabe, da der Ort, an dem die Referenzgeschwindigkeit herrscht, nicht a priori bekannt ist und sich die Strömung entlang der Strömungsrichtung innerhalb des Windparks stark ändert.

Aus der eindimensionalen Impulstheorie lässt sich jedoch ein Zusammenhang zwischen der gesuchten Referenzwindgeschwindigkeit  $V_{ref}$  und der klar definierten Geschwindigkeit auf der Rotorscheibe,  $V_{rot}$ , herleiten. Demnach gilt:

$$V_{ref} = \frac{V_{rot}}{(1-a)} \tag{2}$$

Hierbei ist  $a$  der sogenannte Induktionsfaktor. Dieser lässt sich wiederum mit Hilfe der eindimensionalen Impulstheorie in Zusammenhang mit dem Schubbeiwert  $c_T$  bringen:

$$c_T = 4a(1-a) \tag{3}$$

Insgesamt lässt sich in dieser modifizierten Version des ADMs die auf jedem Punkt der Rotorscheibe auf die Strömung wirkende Kraft pro Einheitsfläche schreiben als

$$f_T = \frac{F}{A} = -\frac{1}{2} \rho_0 \left( \frac{V_{rot}}{1-a} \right)^2 c_T \tag{4}$$

Die Verwendung dieser Art des ADM wurde von CALAF et al. (2010) vorgeschlagen, dort allerdings nur mit einem festen Schubbeiwert verwendet. Tatsächlich läuft der Prozess der Kraftberechnung innerhalb der LES bei Verwendung dieses Modells in PALM in einer iterativen Weise ab. Zu Beginn einer Simulation ist die Strömung zunächst ungestört, so dass die Referenzwindgeschwindigkeit zunächst bekannt ist und der für die simulierte WEA für diese Geschwindigkeit gültige Schubbeiwert einer Tabelle des Herstellers entnommen werden kann. Aus dem Zusammenhang zwischen Schubbeiwert und Induktionsfaktor kann dann für den ersten Zeitschritt der Induktionsfaktor und somit die aufgrund der WEA zusätzlich wirkende Volumenkraft bestimmt werden. Im zweiten sowie allen folgenden Zeitschritten wird die Geschwindigkeit in Strömungsrichtung über die Rotorscheibe gemittelt. Durch Verwendung des Induktionsfaktors aus dem vorangegangenen Zeitschritt wird aus der rotorgemittelten Geschwindigkeit die Referenzwindgeschwindigkeit bestimmt. Für die Referenzwindgeschwindigkeit wird dann der zugehörige Schubbeiwert aus der für die Anlage hinterlegten Schubbeiwertkurve  $c_T(V)$  entnommen. So kann schließlich die Volumenkraft berechnet werden. Ein Nachteil des ADM ist, dass Rotationseffekte in der Nachlaufströmung vollständig vernachlässigt werden.

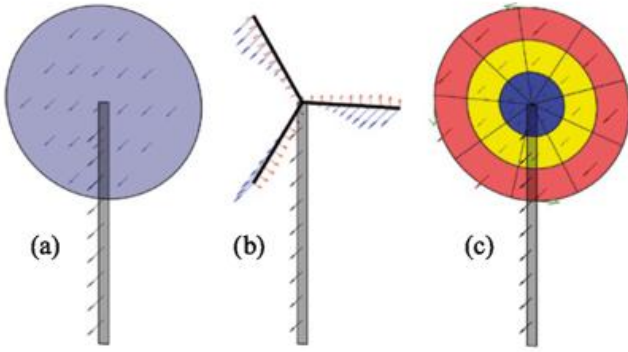


Abb. 4-2: Schematische Darstellung der zusätzlichen Kräfte in den Navier-Stokes-Gleichungen bei Verwendung der ADM- (a), ALM- (b) beziehungsweise ADM-R- (c) Methode.

### 3.2 Aktuatorlinienmodell

Eine weitere Parametrisierung, die auch die Berücksichtigung von Rotationseffekten erlaubt und bei entsprechend feiner Auflösung zudem auch dazu geeignet ist, Strömungsstrukturen im nahen Nachlauf von WEA, wie Blattwurzel- und Blattspitzenwirbel in realistischer Weise wiederzugeben, ist die sogenannte Aktuatorlinienmethode (engl. „Actuator Line Model“, ALM), die beispielsweise MIKKELSEN (2003) im Detail beschreibt. Diese basiert auf der sogenannten Blattelementmethode (GASCH und TWELE 2007). Bei diesem Modell werden die Rotorblätter in einzelne Segmente eingeteilt. Für jedes Segment werden dann basierend auf den lokalen Strömungsverhältnissen, die auf das jeweilige Blattelement wirkenden Kräfte in axialer sowie tangentialer Richtung bestimmt, siehe Abbildung 4-2 (b). Die Blattelementmethode ist eine 2D-Theorie, in radiale Richtung wirkende Kräfte bleiben unberücksichtigt. Die auf das Blattelement  $\Delta r$  auf dem Rotorblatt  $b$  wirkende Kraft lässt sich zusammensetzen aus der senkrecht zur Strömungsrichtung wirkenden Auftriebskraft

$$f_{L_{b,r}} = \Delta F = \frac{1}{2} \rho_0 V_{rel}^2 c_L c \Delta r \quad (5)$$

sowie der in Strömungsrichtung wirkenden Kraft

$$f_{D_{b,r}} = \Delta F = \frac{1}{2} \rho_0 V_{rel}^2 c_D c \Delta r \quad (6)$$

Die Koeffizienten  $c_L$  und  $c_D$ , die von der Reynolds-Zahl und dem Angriffswinkel  $\alpha$ , unter dem das Blattelement lokal angeströmt wird (siehe Abbildung 4-3), abhängen, bezeichnen hierbei den Auftriebs- und Widerstandsbeiwert des jeweiligen Rotorblattelements.  $V_{rel}$  ist die lokale Geschwindigkeit der Strömung relativ zur Rotationsbewegung des Rotorblattes.  $c$  bezeichnet die Sehnenlänge des Rotorblattelements, während  $\Delta r$  die Breite des Elements angibt. Widerstands- und Auftriebskraft wirken in Richtung der relativen Geschwindigkeit beziehungsweise in dazu senkrechter Richtung.

Die Projektion der Summe von Auftriebs- und Widerstandskraft auf die axiale Richtung, das heißt die senkrecht zur Rotorebene wirkende Kraft auf das Blattelement  $r$  am Rotor  $b$  ist die Schubkraft:

$$f_{N_{b,r}} = f_{L_{b,r}} \cos(\varphi) + f_{D_{b,r}} \sin(\varphi) \quad (7)$$

$\varphi$  ist hierbei der Winkel zwischen der Windgeschwindigkeitskomponente in tangentialer Richtung (mit dem Betrag  $\Omega r - V_\theta$ , wobei  $\Omega$  die Winkelgeschwindigkeit des Rotors und  $V_\theta$  die azimutale Geschwindigkeit ist) und der Richtung der Geschwindigkeit der Luftströmung relativ zum Rotorblatt (siehe Abbildung 4-3):

$$\varphi = \arctan\left(\frac{V_N}{\Omega r - V_\theta}\right) \quad (8)$$

$V_N$  stellt die Komponente der Windgeschwindigkeit in axialer Richtung dar.

Die durch Projektion von Auftriebs- und Widerstandskraft auf die tangentiale Richtung (tangential an die Kreisbahn, die das Rotorblattelement beschreibt und damit in Richtung der Rotorblattbewegung) erhaltene Kraft ist hingegen:

$$f_{\theta_{b,r}} = f_{L_{b,r}} \sin(\varphi) + f_{D_{b,r}} \cos(\varphi) \quad (9)$$

Um das Auftreten numerischer Instabilitäten zu vermeiden, werden die erhaltenen Kräfte durch Faltung mit einer Gaußfunktion über das Modellgebiet verschmiert. In PALM erfolgt die Verschmierung entlang aller drei Raumrichtungen. Die verwendete Gaußfunktion ist

$$\eta_\varepsilon(d) = \frac{1}{\varepsilon^3 \pi^{3/2}} \exp\left[-\left(\frac{d}{\varepsilon}\right)^2\right] \quad (10)$$

$d$  bezeichnet hierbei den Abstand zwischen einem beliebigen Punkt des Raumes und einem Blattelement.  $\varepsilon$  ist die Verschmierungsbreite. Durch die Verschmierung ergibt sich für die zusätzliche Kraft, die der Strömung in einem Punkt  $(x,y,z)$  aufgeprägt wird

$$\vec{f}_\varepsilon(x,y,z) = \sum_{b=1}^{N_b} \sum_{r=1}^{N_r} \left( (f_{N_{b,r}} \vec{e}_N + f_{\theta_{b,r}} \vec{e}_\theta) \eta_\varepsilon(d_{b,r}(x,y,z)) \right) \quad (11)$$

Summiert wird hierbei über die Zahl der Rotorblätter  $N_b$  sowie über die Zahl der Rotorblattelemente  $N_r$ . Für die Anwendung der zusätzlichen Kraft in der diskretisierten Form der LES-Gleichungen wird angenommen, dass die Kraft innerhalb eines Gittervolumens homogen ist und überall dem für den zugehörigen Gitterpunkt entsprechenden Wert entspricht. Es ist an dieser Stelle noch darauf hinzuweisen, dass die in der Gleichung (11) präsentierte Kraft, eine auf die WEA wirkende Kraft darstellt. Um die auf die Luftströmung wirkende Kraft zu erhalten, ist diese Kraft noch mit einem Faktor -1 zu multiplizieren.

Unter Verwendung der ALM bietet sich grundsätzlich die Möglichkeit auch Prozesse im nahen Nachlauf zu studieren. Allerdings ist die Methode stark abhängig von der Ver-

ffügbarkeit zuverlässiger Informationen über die Blattgeometrie. Ein weiterer großer Nachteil dieser Methode ist der erheblich höhere Rechenaufwand im Vergleich zur ADM. Der erhöhte Rechenaufwand liegt dabei insbesondere darin begründet, dass sichergestellt werden muss, dass die Rotorlinien sich innerhalb eines Zeitschritts nicht mehr als ein Gitterelement weit weiterbewegen und die Umdrehungsgeschwindigkeit der Rotorblätter um eine Größenordnung größer als die Geschwindigkeit der atmosphärischen Strömung ist.

### 3.3 Erweitertes Aktuatorscheibenmodell

Das ALM hat den großen Nachteil eines sehr hohen Rechenzeitbedarfs. Für die Simulation von ganzen Windparks kommt daher bisher zumeist das ADM zum Einsatz, das jedoch wichtige Eigenschaften, wie die Rotation der Rotorblätter und die ungleichmäßige Kräfteverteilung auf der Rotorfläche nicht berücksichtigen kann. Eine Alternative ist ein erweitertes Aktuatorscheibenmodell, das sowohl die ungleichmäßige Kräfteverteilung als auch die Rotation der Rotorblätter erfassen kann. Es soll im Folgenden mit ADM-R (für ADM mit Rotation) bezeichnet werden. Das ADM-R ist im Rahmen von LES erst kürzlich (WU und PORTE-AGEL 2011) zur Anwendung gekommen. Basierend auf der von WU und PORTE-AGEL (2011) vorgestellten Methode wurde auch in PALM ein ADM-R implementiert, das sich wie das ALM der Blattelementtheorie bedient, um lokale aerodynamische Kräfte (Auftrieb und Widerstand) zu berechnen (DÖRENKÄMPER et al. 2015).

Die Rotorscheibe wird dazu in Kreissegmente unterteilt (siehe Abbildung 4-2 (c)). An jedem Ringsegment werden nun die Geschwindigkeitskomponenten an den umliegenden Gitterpunkten herangezogen und auf den Mittelpunkt des Ringsegments interpoliert. Daraus kann eine lokale Geschwindigkeit relativ zum Rotor bestimmt werden, die wiederum in die Berechnung der Kräfte einfließt.

Die auf jedes Rotorsegment (pro Einheitsfläche) wirkende Kraft wird unterteilt in eine Auftriebskraft  $f_L$  und eine senkrecht dazu wirkende Widerstandskraft  $f_D$ :

$$f_{L,D} = \frac{\Delta F}{\Delta A} = \frac{1}{2} \rho_0 V_{rel}^2 c_{L,D} \frac{N_b c \Delta r}{2\pi r \Delta r} = \frac{1}{2} \rho_0 V_{rel}^2 c_{L,D} \frac{N_b c}{2\pi r} \quad (12)$$

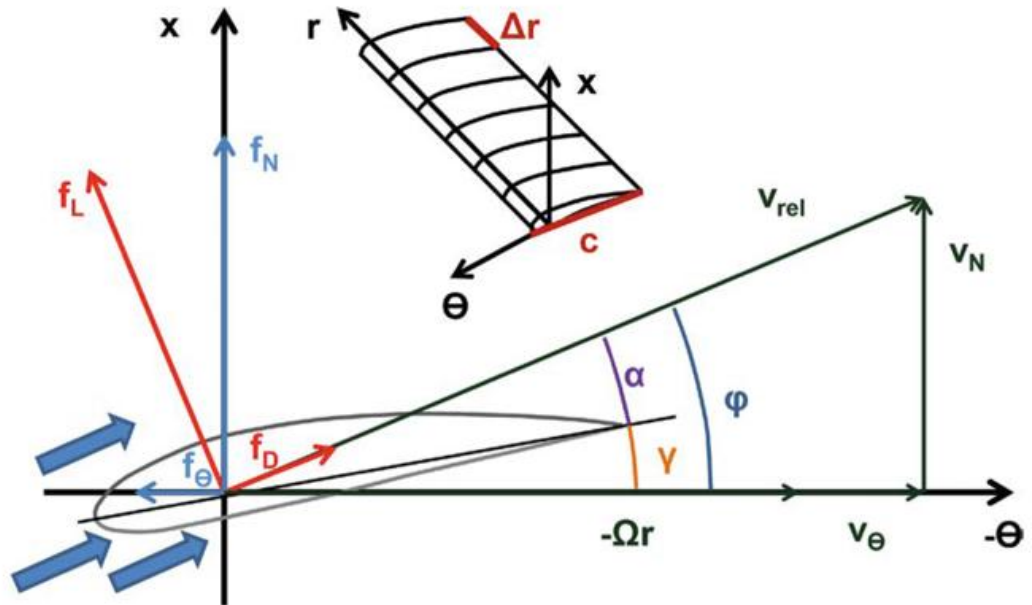


Abb. 4-3: Schnitt durch ein Tragflügelprofil einer WEA zur Veranschaulichung der auf ein Blattelement wirkenden Kräfte.

Der Faktor  $N_b c / 2\pi r$  repräsentiert den Bedeckungsgrad durch die Rotorblätter (mit der Anzahl der Rotorblätter  $N_b$ , der Rotorblattdicke  $c$  und dem Abstand des Ringsegmentes vom Mittelpunkt der Rotorscheibe  $r$ ).  $V_{rel}$  kennzeichnet die lokale relative Geschwindigkeit im Mittelpunkt des Ringsegmentes. Wie beim ALM werden diese Kräfte auf die Axial- und Tangentialebene projiziert und mit einem Faktor -1 multipliziert, um die auf die Strömung wirkenden Kräfte zu erhalten sowie verschmiert und auf die Gitterpunkte des Modells interpoliert.

Wie Abbildung 4-2 schematisch zeigt, nehmen die Kräfte von außen nach innen ab. Während im ADM-R von WU und PORTE-AGEL (2011) die Kräfte über einen Kreisring jeweils konstant sind, variieren die Kräfte im hier vorgestellten Modell für jedes Ringsegment. Bei gleichmäßiger Anströmung mit der gleichen Windgeschwindigkeit an jedem Punkt der Rotorscheibe würden sich auch hier jeweils konstante Kräfte pro Kreisring ergeben. Da die tatsächliche Strömung in der atmosphärischen Grenzschicht aber turbulent ist und räumliche Geschwindigkeitsfluktuationen aufweist, ergeben sich für jedes Ringsegment verschiedene Kräfte (siehe auch Abschnitt 4.1).

### 3.4 Parametrisierung von Turm und Gondel

Der Einfluss von Turm und Gondel einer WEA wird in PALM mit der von WU und PORTE-AGEL (2011) vorgeschlagenen Methode berücksichtigt. Hierbei werden ähnlich wie beim ADM Turm und Gondel durch Widerstandskräfte parametrisiert:

$$f_{Turm,Gondel} = \frac{F}{A} = -\frac{1}{2} \rho_0 V_{ref}^2 c_{D,Turm,Gondel} \quad (13)$$

mit den Widerstandsbeiwerten für Turm und Gondel  $c_{D,Turm}$  und  $c_{D,Gondel}$ .

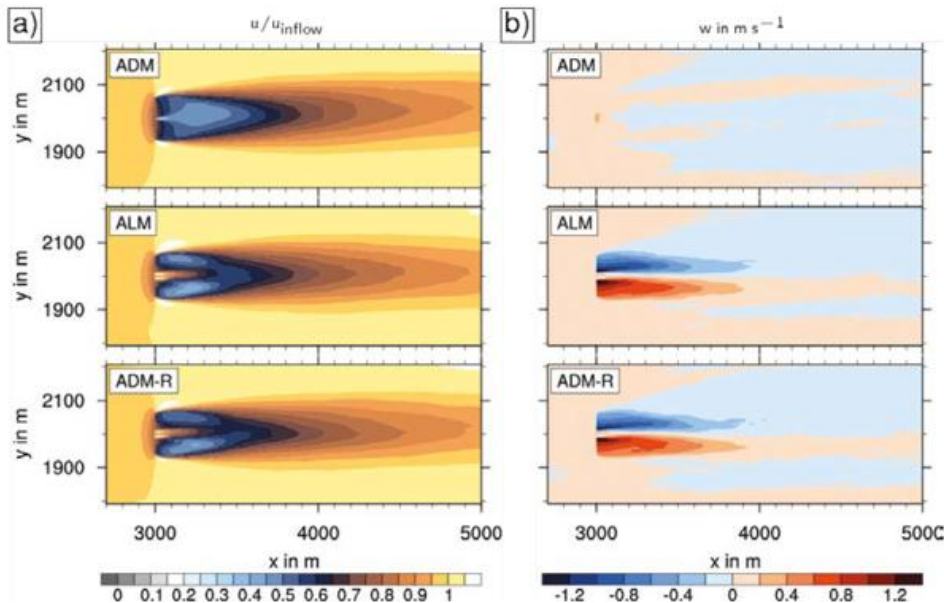


Abb. 4-4: Vergleich der in PALM implementierten Turbinenmodelle ADM, ALM und ADM-R für eine maritime atmosphärische Grenzschicht. Dargestellt sind jeweils in Horizontalschnitten in Nabenhöhe (90 m): (a) die zeitlich gemittelte Horizontalgeschwindigkeit  $u$ , normiert mit der Anströmgeschwindigkeit ( $u_{\text{inflow}}$ ) (am linken Rand des dargestellten Gebietes), (b) die zeitlich gemittelte Vertikalgeschwindigkeit  $w$ .

#### 4 Ausgewählte Beispiele von Simulationen von Nachlaufströmungen

Nachfolgend werden die mit den im vorangegangenen Abschnitt vorgestellten Parametrisierungen simulierten Strömungen sowohl für Einzel- als auch für Mehrfachnachläufe miteinander verglichen. Anschließend werden Beispiele der Simulationen von Windparkströmungen vorgestellt und mit Betriebsdaten eines Windparks verglichen.

##### 4.1 Vergleich verschiedener Turbinenmodelle

###### 4.1.1 Einzelne Anlage

Für Simulationen mit den in Kapitel 3 beschriebenen Turbinenmodellen werden umfangreiche Informationen über die Turbine und die Rotorblätter benötigt. Dies gilt insbesondere für das ADM-R und ALM. Da solche Daten für reale Windenergieanlagen in der Regel vertraulich sind, wurden die frei verfügbaren Daten einer konzeptionellen Referenzturbinen des National Renewable Energy Laboratory (NREL) für alle drei beschriebenen Turbinenmodelle in PALM eingepflegt. Diese Referenzturbinen entspricht einer Offshore-5-MW-Referenzturbinen, deren Eigenschaften repräsentativ für derzeit installierte Multi-Megawatt-Turbinen sind. Die in diesem Abschnitt beschriebenen Simulationen wurden mit den Daten dieser Referenzturbinen durchgeführt, die eine Nabenhöhe von 90 m und einen Rotordurchmesser ( $D$ ) von 126 m aufweist. Der Radius der Gondel wurde mit 1,5 m angenommen, der Turmdurchmesser mit 4 m.

Für den Vergleich der drei Turbinenmodelle wurde zunächst ein einzelner Nachlauf simuliert. Wie auch bei al-

len anderen in diesem Abschnitt beschriebenen Nachlaufsimulationen wurde das in Kapitel 2 beschriebene turbulente Einströmen angewendet. In einem Vorlauf wurde eine stationäre atmosphärische Grenzschicht generiert und damit der Hauptlauf initialisiert. Der geostrophische Wind wurde so vorgegeben, dass in Nabenhöhe ein mittlerer, parallel zur  $x$ -Achse wehender Wind von etwa  $8 \text{ m s}^{-1}$  resultierte. Die offshore-typischen Randbedingungen beinhalteten außerdem eine neutrale Schichtung mit darüber liegender Inversion in 500 m Höhe und eine Rauigkeitslänge von  $2 \cdot 10^{-3} \text{ m}$ . Der beim ADM anzugebende Schubbeiwert  $c_T$  wurde aus den in den ADM-R-Simulationen auftretenden Schubkräften berechnet.

Für den Nachlauf einer einzelnen WEA ergeben sich insbesondere

im nahen Nachlauf bis etwa 5D stromabwärts der WEA (onshore wird in der Regel von 2-3D ausgegangen) größere Unterschiede zwischen den Turbinenmodellen, wie das zeitlich gemittelte Feld der  $u$ -Komponente der Windgeschwindigkeit in Abbildung 4-4 (a) zeigt. Sowohl ALM als auch ADM-R liefern ein strukturiertes Nachlaufsfeld mit einem Doppelmaximum an den Seiten und einem Bereich mit schwachem Nachlaufdefizit in der Mitte. Dagegen ist das Defizit in der Simulation mit ADM eher gleichmäßig verteilt mit einem breiten Maximum in der Mitte, das etwas schwächer ausfällt als bei den anderen beiden Modellen. Im fernen Nachlauf ab etwa 5D stromabwärts der WEA sind kaum noch Unterschiede zwischen den drei Modellen zu erkennen. Dies verdeutlichen auch die in verschiedenen Abständen zur WEA ermittelten Vertikalprofile von  $u$  in Abbildung 4-5 (a).

Sowohl ALM als auch ADM-R generieren durch die Rotation der Rotorblätter entstehende persistente Auf- und Abwinde, die mit ADM nicht auftreten, siehe Abbildung 4-4 (b). Die im Nachlauf stark erhöhte Turbulenzintensität wird mit allen drei Modellen ähnlich simuliert, siehe Abbildung 4-5 (b). Lediglich im nahen Nachlauf ergeben sich Unterschiede in der räumlichen Verteilung und Intensität der Turbulenz. Die mit ADM-R und ALM simulierte Nachlaufströmung weist im Gegensatz zum ADM eine deutliche Rotation gegenläufig zur Bewegung der Rotorblätter auf, wie Abbildung 4-6 veranschaulicht. Während das Nachlaufdefizit beim ADM stets ein Maximum im Zentrum des Nachlaufs aufweist, ist das maximale Defizit in den komplexeren Modellen im nahen Nachlauf ringförmig um das Zentrum des Nachlaufs herum verteilt. Darüber hinaus erzeugt der Turmschatten in Kombination mit der Rotation des Nachlaufs ein stärkeres Defizit auf der linken Seite des

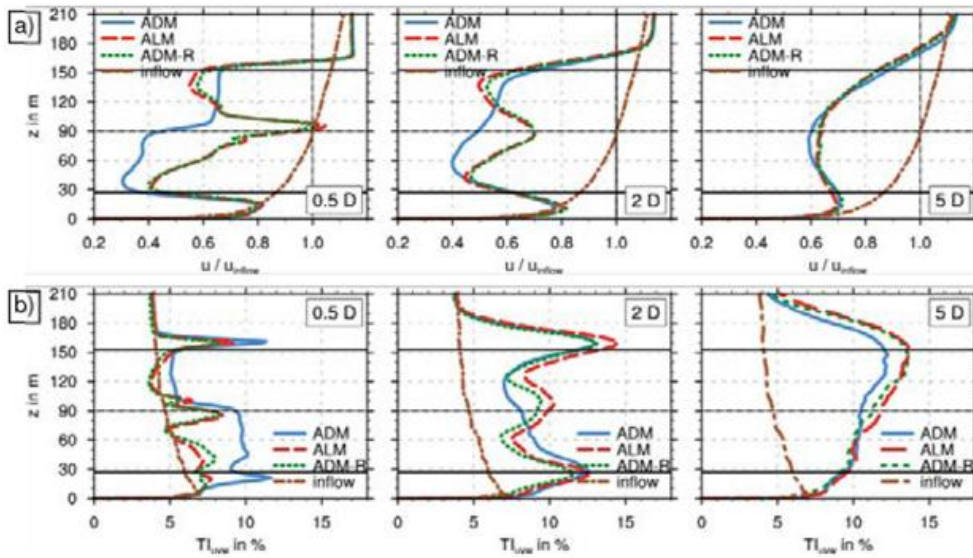


Abb. 4-5: Vergleich der in PALM implementierten Turbinenmodelle. Dargestellt sind zeitlich gemittelte Vertikalprofile der Horizontalgeschwindigkeit ( $u$ -Komponente, (a)) und der Turbulenzintensität ( $u, v$ , und  $w$ -Komponenten, (b)) in Abständen von  $0,5D$ ,  $2D$  und  $5D$  stromabwärts der WEA. Das mit „inflow“ gekennzeichnete Profil ist das für alle drei Simulationen gleiche Anströmprofil  $1D$  stromaufwärts der WEA. Die Geschwindigkeitsprofile wurden mit dem Wert des Anströmprofils in Nabenhöhe ( $u_{inflow}$ ) normiert. Die horizontalen durchgezogenen Linien kennzeichnen Ober- und Unterkante der Rotorscheibe sowie die Nabenhöhe.

Nachlaufs (von stromabwärts der Turbine aus gesehen). Im fernen Nachlauf zeigen alle Modelle ein maximales Defizit im zentralen Bereich. Die Vektorpfeile in Abbildung 4-6 zeigen zudem ein starkes radiales Ausströmen aus dem nahen Nachlauf, das durch die Ablenkung der Strömung um die WEA herum entsteht. Entsprechend findet man weiter stromabwärts ein (schwächeres) Einströmen in den Nachlaufbereich hinein vor.

Generell sind die Unterschiede zwischen ADM-R und ALM bei der Betrachtung mittlerer Größen nur marginal. Das ADM-R stellt somit eine deutliche Verbesserung gegenüber dem ADM dar, liefert ähnliche Ergebnisse wie das ALM, benötigt aber nur einen Bruchteil der Rechenzeit, da anders als beim ALM keine Berücksichtigung der

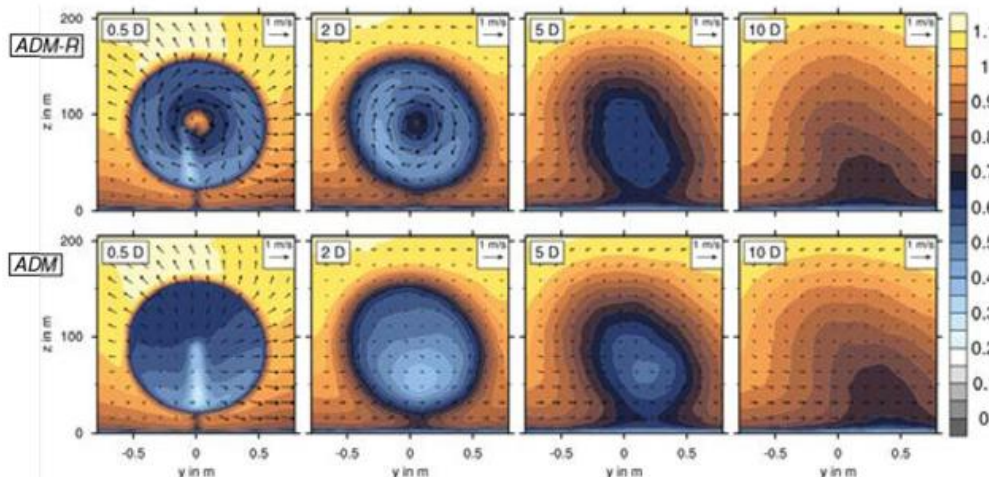


Abb. 4-6: Vertikale Querschnitte der Nachlaufströmung für ADM-R (oben) und ADM (unten) in Abständen von  $0,5D$ ,  $2D$ ,  $5D$  und  $10D$  stromabwärts der WEA.  $u$  (normiert wie in Abb. 4-4) ist durch Farbkonturen dargestellt,  $v$  und  $w$  als Vektoren.

Rotorblattbewegung bei der Bestimmung des Zeitschritts notwendig ist. Für eine Auflösung von  $2\text{ m}$  betrug die Rechenzeit beim ALM etwa das 4-fache, beim ADM-R das 2,7-fache der ADM-Simulation. Für eine Auflösung von  $8\text{ m}$  ergab sich für das ALM ein Faktor von  $12,8$ , für das ADM-R von  $1,5$ .

Turm und Gondel haben trotz des lokal hohen Schubs, verglichen mit den Auswirkungen des Rotors, jeweils nur einen geringen Einfluss auf die Strömung. Der Turm macht sich lediglich im Feld der  $u$ -Komponente der Windgeschwindigkeit durch einen schmalen Streifen mit höherem Defizit bemerkbar sowie bei Berücksichtigung der Rotation durch eine leichte Verstärkung des Nachlaufs auf einer Seite. Dies ist plausibel, vergleicht man die Abmessungen des Rotors ( $126\text{ m}$  Durchmesser, knapp  $16\ 000\text{ m}^2$  Fläche) mit denen des Turmes ( $4\text{ m}$  Durchmesser,  $360\text{ m}^2$  Fläche). Der Einfluss der Gondel ist aufgrund der geringen räumlichen Ausdehnung im Vergleich zu Turm und Rotor sehr gering.

#### 4.1.2 Sensitivität bezüglich der Gitterweite

Aufgrund der beim ALM und ADM-R radial variablen Kräfte, die von lokalen Geschwindigkeiten abhängen, ist bei Verwendung dieser Methoden eine höhere Modellauflösung erforderlich als beim ADM, bei dem wegen der homogenen Kräfteverteilung eine recht grobe Auflösung ausreicht. Um abschätzen zu können, welche Auflösung

jeweils für das ADM und ADM-R sinnvoll ist, wurde für das im vorigen Abschnitt beschriebene Setup mit jedem Modell eine Sensitivitätsstudie mit Variation der Gitterweite durchgeführt. Die Gitterweite wurde schrittweise verdoppelt von  $2\text{ m}$  bis hin zu  $16\text{ m}$ . Die zeitlich gemittelten Vertikalprofile von  $u$  in Abbildung 4-7 zeigen, dass die Auflösung nur im nahen Nachlauf von Bedeutung ist. Im fernen Nachlauf, ab etwa  $5D$  hinter der WEA, wird die großräumige Struktur des Nachlaufs selbst mit  $16\text{ m}$  Auflösung

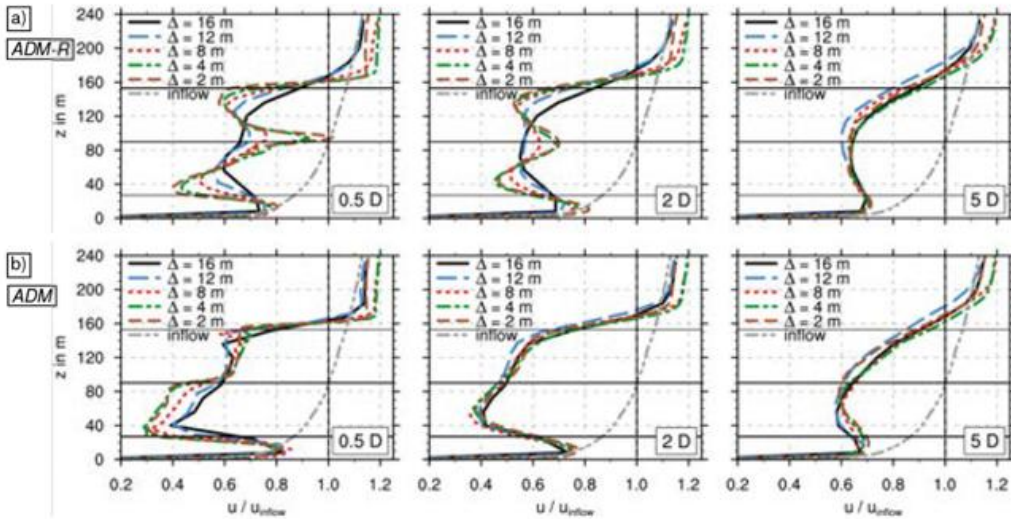


Abb. 4-7: Sensitivität bezüglich der Gitterweite für ADM-R (oben) und ADM (unten). Dargestellt sind zeitlich gemittelte Vertikalprofile der u-Komponente der Windgeschwindigkeit in Abständen von 0,5D, 2D und 5D stromabwärts der WEA. Das mit „inflow“ gekennzeichnete Profil ist Anströmprofil der Simulation mit 2m Gitterweite 1D stromaufwärts der WEA. Die Profile wurden wie in Abb. 4-5 (a) normiert.

noch gut wiedergegeben. Beim ADM reicht auch für den nahen Nachlauf eine relativ grobe Auflösung aus. Bei Verwendung des ADM-R (und ALM) ist dagegen eine Auflösung von mindestens 8 m, besser 4 m nötig, um die detaillierte Nachlaufstruktur adäquat wiederzugeben.

### 4.1.3 Idealisierter Windpark mit Variation des Abstandes zwischen den WEA

Wie bereits gezeigt wurde, liefert das erweiterte ADM-R im Nahbereich des Nachlaufs realistischere Ergebnisse als das herkömmliche ADM und stellt einen adäquaten Ersatz für das sehr rechenzeitintensive ALM dar. Jedoch liegt die Rechenzeit insbesondere bei der Simulation größerer Windparks mit zahlreichen Turbinen noch deutlich über der des ADM. Um eine Aussage darüber treffen zu können, ob sich dieser Mehraufwand bei der Simulation von Windparks lohnt, wurde ein idealisierter Windpark mit fünf jeweils im Abstand von 5D parallel zur mittleren Strömungsrichtung angeordneten WEA sowie mit drei jeweils im Abstand von 10D in Reihe angeordneten WEA simuliert. Die Randbedingungen der durchgeführten Simulationsreihe sind die gleichen wie im Kapitel 4.1.3 beim Vergleich des Nachlaufs einer einzelnen Anlage.

Abbildung 4-8 (a) zeigt den Verlauf der über den Nachlaufbereich quer zur Strömung gemittelten Windgeschwindigkeit entlang der Turbinenreihe mit fünf WEA. Hier wird deutlich, dass ALM und ADM-R auch bei mehrfachen Nachläufen nahezu identische Ergebnisse liefern. Mit ADM werden stets stärkere Nachlaufdefizite simuliert, gleichzeitig ist jedoch auch die Nachlauerholung nach jeder einzelnen Anlage und auch über die gesamte Anlagenreihe hinweg stärker. Dies wird durch eine höhere Turbulenzintensität im Nachlauf der ADM-Anlagen verursacht. Bedingt durch die Unterschiede im nahen Nachlauf weichen bei Windparksimulationen mit geringen Anlagenabständen die ADM-Ergebnisse wesentlich

von den ADM-R-Ergebnissen ab. Bei großen Anlagenabständen liefert das ADM hingegen kaum andere Ergebnisse als das ADM-R, da die WEA jeweils im fernen Nachlauf stehen, der sich für die verschiedenen Turbinenmodelle kaum unterscheidet. In Abbildung 4-8 (b) sind die Nachlaufdefizite für verschiedene Abstände zwischen den WEA in der ADM-R-Simulation dargestellt. Wie erwartet ist das Defizit umso höher, je näher die Anlagen zusammen stehen. Während sich der Nachlauf mit einem Abstand von 10D auf etwa 80% der Geschwindigkeit der ungestörten Strömung erholen kann, beträgt dieser Wert bei einem Abstand von 5D nur etwa 60%. Dies macht deutlich, dass bei zu geringem Abstand zwischen den WEA eines Windparks erhebliche Leistungseinbußen zu erwarten sind.

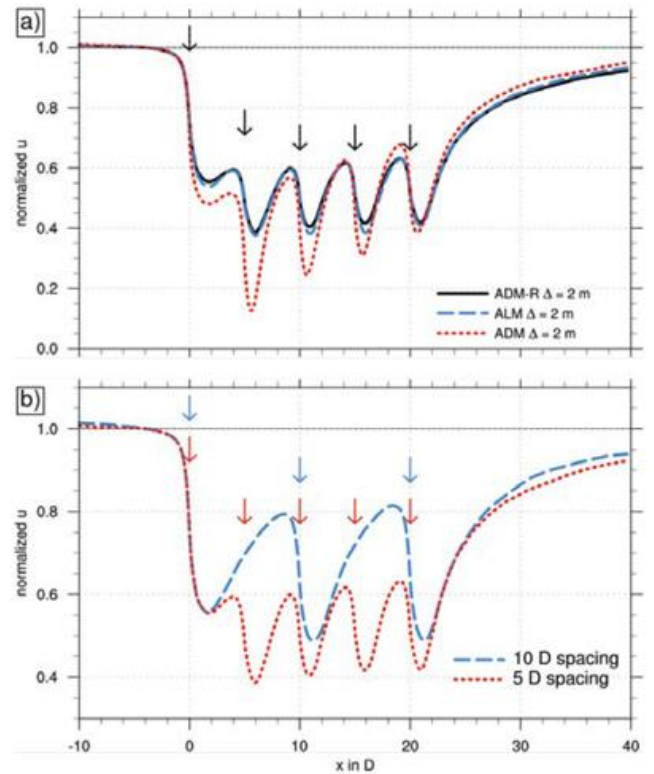


Abb. 4-8: Vergleich des Nachlaufdefizites in einem idealisierten Windpark mit fünf in Reihe stehenden Turbinen für die verschiedenen Turbinenmodelle (a) und mit ADM-R für Abstände zwischen den Turbinen von 5D und 10D (b). Dargestellt ist die zeitlich und über die Breite der Rotorscheibe gemittelte u-Komponente der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe in einem Querschnitt entlang x (in Strömungsrichtung).

### 4.2 Simulationen realer Windparkströmungen

Die in Kapitel 3 vorgestellten Anlagenmodelle wurden bereits in verschiedenen Projekten erfolgreich angewendet. Aktueller Gegenstand der windenergiemeteorologischen Forschung sind LES realer Windparkströmungen. Die heute verfügbaren Rechenkapazitäten ermöglichen es dabei, Auflösungen von wenigen Metern auch auf der Windpark-skala (üblicherweise einige km) zu realisieren. Eine Simulation einer realen Windparkströmung wurde mit PALM unter anderem im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Forschungsprojekts „Baltic 1“ für den Offshore Windpark „EnBW Baltic 1“ (EB1) durchgeführt.

EB1 war zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der erste kommerzielle deutsche Offshore-Windpark und befindet sich rund 15 km nördlich der Halbinsel Darß-Zingst in der Ostsee. Der Windpark besteht aus 21 Siemens WEA (SWT 2.3-93) mit einer Nennleistung von 2,3 MW, einem Rotordurchmesser von 93 m und einer Nabenhöhe von 67 m. Die WEA sind in einem Dreieck mit den Kantenlängen 3,5, 4,0 und 6,5 km angeordnet (Abb. 4-9).

Die ungewöhnliche Anordnung der Turbinen ermöglicht es, für bestimmte Windrichtungen Einfach- bis Sechsfach-Nachläufe innerhalb einer Simulation zu untersuchen. Im Rahmen des Projekts stehen zudem Messdaten aus dem Windpark zur Validierung der Simulationen zur Verfügung (siehe Kapitel 4.3). Die Turbinenparametrisierung in den Simulationen erfolgte auf Basis des ADM nach CALAF et al. (2010) (siehe Kapitel 3.2). Dabei wurde die Abhängigkeit der Schubkraft der Anlagen von der Windgeschwindigkeit über die Schubkurve des Herstellers berücksichtigt. Die Simulationen wurden mit einem Vorlauf mit periodischen Randbedingungen zur Turbulenzerzeugung initialisiert. Die Recycling-Ebene lag bei den Simulationen einige Rotordurchmesser vor dem Windpark, um den Vorstauereffekt vor dem Windpark zu berücksichtigen. Es wurde eine offshore-typische Rauigkeitslänge von  $z_0 = 5 \cdot 10^{-4} \text{ m}$  vorgegeben. Zwischen 500 m und 600 m bestand eine starke Deckinversion von 8 K/100 m, darüber 1 K/100 m. Der geostrophische Wind am Oberrand der Simulation betrug  $15 \text{ m s}^{-1}$ , wodurch in Nabenhöhe eine Windgeschwindigkeit von  $12 \text{ m s}^{-1}$  resultierte. Zur Untersuchung des Ein-

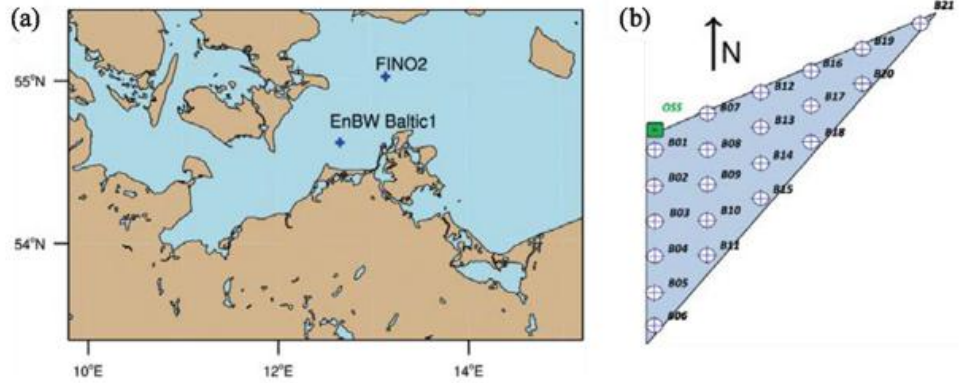


Abb. 4-9: Position des Offshore Windparks „EnBW Baltic 1“ (EB1) in der Ostsee (links), Layout des Windparks EB1 (rechts).

flusses der atmosphärischen Stabilität auf die Nachläufe und das Geschwindigkeitsdefizit im Windpark EB1 wurden drei verschiedene Simulationen der Windparkströmung durchgeführt: Eine für eine neutrale atmosphärische Schichtung ohne Bodenwärmestrom, sowie eine für einen labilen (kinematischen) Bodenwärmestrom  $\overline{w'\Theta'} = 0,03 \text{ K m}^{-2}$  und eine für eine schwache stabile Schichtung  $\overline{w'\Theta'} = -0,005 \text{ K m}^{-2}$ . Die Auflösung in den Simulationen betrug 6 m im neutralen und labil geschichteten Fall sowie 4 m im Fall der stabilen Schichtung. Der Hauptlauf hatte die Dimensionen  $30,7 \times 9,2 \times 0,7 \text{ km}^3$  im labilen Fall,  $18,4 \times 9,2 \times 0,7 \text{ km}^3$  im neutralen, sowie  $16,3 \times 8,1 \times 0,7 \text{ km}^3$  im stabil geschichteten Fall. Der Windpark wurde für die Simulationen um  $270^\circ$  in die Strömung gedreht, um eine nördliche Anströmung des Windparks zu erhalten. Abbildung 4-10 zeigt das mittlere normierte Geschwindigkeitsfeld in Nabenhöhe bei neutraler Schichtung. Die Nachläufe der einzelnen WEA sind gut zu erkennen. Es fällt auf, dass das Windgeschwindigkeitsdefizit ab der zweiten WEA einer Kette deutlich niedriger ist als hinter der ersten WEA.

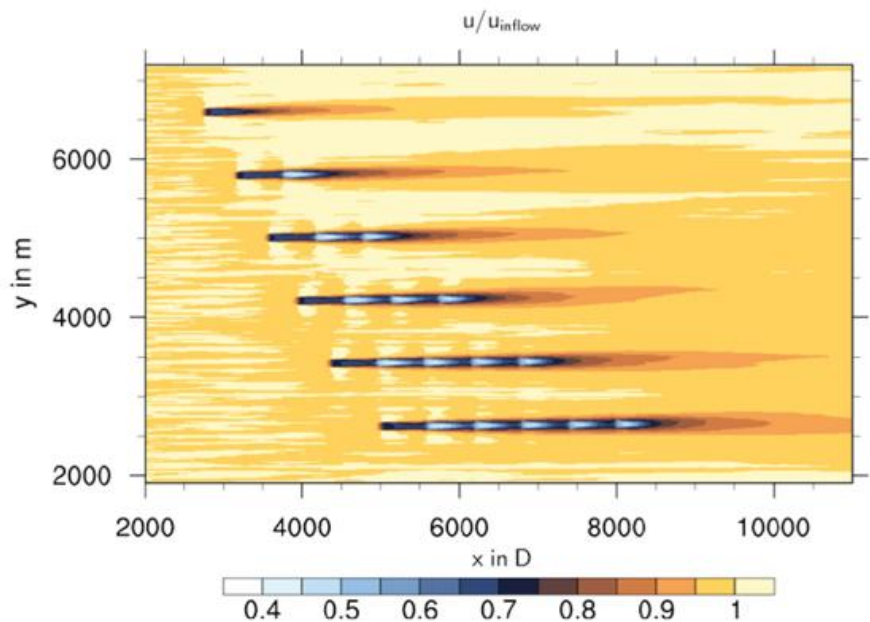


Abb. 4-10: Normiertes (wie in Abb. 4-4) mittleres Windgeschwindigkeitsfeld in Nabenhöhe ( $z = 67 \text{ m}$ ) im Windpark EB1 bei nördlicher Anströmung (Draufsicht). Die Abszisse ist in Nord-Süd Richtung ausgerichtet, die Ordinate zeigt die West-Ost-Richtung.

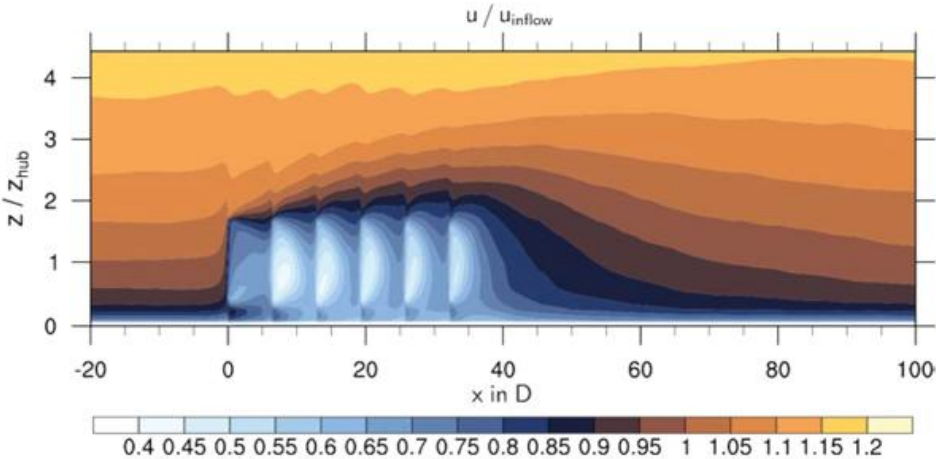


Abb. 4-11: Normiertes (wie in Abb. 4-4) mittleres Windgeschwindigkeitsfeld im Windpark EBI bei nördlicher Anströmung (links) entlang der westlichsten Turbinenreihe (Vertikalschnitt). Die Abszisse ist entlang der Nord-Süd-Achse ausgerichtet und mit dem Rotordurchmesser Anlagen normiert.

So beträgt die mittlere Geschwindigkeit hinter der ersten Anlage rund 70% der Ausgangsgeschwindigkeit, hinter der zweiten Anlage sind es nur etwa 50%. Das Nachlaufdefizit hat sich auch 2 km ( $> 20D$ ) hinter der letzten Turbine noch nicht vollständig erholt.

Abbildung 4-11 zeigt das normierte mittlere Geschwindigkeitsfeld aus der Simulation mit neutraler Schichtung als Vertikalschnitt entlang der westlichsten WEA-Reihe. Die Abszisse zeigt dabei den Abstand ab der ersten WEA in Rotordurchmessern. Der WEA-Abstand beträgt  $6,45D$  in allen Reihen. Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass das maximale Geschwindigkeitsdefizit erst ab der zweiten Turbine erreicht wird. Oberhalb der Turbinen findet eine stetige vertikale Ausbreitung des Geschwindigkeitsdefizits mit der Höhe statt. Ein Gleichgewicht in der Windparkströmung, welches sich bei sehr großen Windparks einstellen dürfte, ist somit bei einer Reihe von sechs WEA noch nicht gegeben.

Abbildung 4-12 zeigt den mittleren normierten Windgeschwindigkeitsverlauf (links) sowie den Verlauf der Turbulenzintensität (rechts) entlang der westlichsten Turbinenkette bei nördlicher Anströmung für drei verschiedene atmosphärische Schichtungen (siehe oben). Die Pfeile markieren die Positionen der WEA. Das maximale Windgeschwindigkeitsdefizit wird für alle Schichtungen hinter der zweiten Turbine erreicht und ist nachfolgend etwa konstant. Die Differenz zwischen labiler und stabiler Schichtung beträgt rund 10%, wobei mit steigender atmosphärischer Stabilität ein Anstieg des Nachlaufdefizits zu beobachten ist. Dieses lässt sich gut anhand der Turbulenzintensität (Abb. 4-12 (b))

erklären. Im Falle stabiler Schichtung ist die Umgebungsturbulenz vor dem Windpark bereits deutlich niedriger als im Falle einer konvektiven Schichtung. Diese niedrigere Turbulenz der Umgebung sorgt für eine schwächere Einmischung von Luft mit hohem Impuls in das Gebiet des Nachlaufdefizits, daraus resultiert ein stärkeres Windgeschwindigkeitsdefizit hinter der Anlage. Eine vollständige Erholung des Nachlaufs ist auch  $20D$  hinter dem Windpark noch nicht vorhanden, hier erreicht die Windgeschwindigkeit etwa 90% ihres Ausgangswertes.

Die Turbulenzintensität (Abb. 4-12 (b)) steigt hinter der ersten Turbine sprunghaft, danach entlang der Turbinenreihe nahezu konstant an. Die Turbulenzintensität erreicht ihren Ausgangswert ebenfalls selbst  $20D$  hinter der Anlage noch nicht.

### 4.3 Vergleich der Simulationen mit Messdaten

Für die im Kapitel 4.2 erläuterten Simulationen wurde ein erster Vergleich der Ergebnisse mit beobachteten Leistungsdaten des Windparks vorgenommen. Dazu stehen Daten (in zehnminütiger Auflösung) aus dem SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)-System des Windparks zur Verfügung. Das SCADA-System zeichnet neben Windrichtung, Windgeschwindigkeit und Leistung der WEA auch einige Statussignale der WEA auf. Daher muss bei Verwendung dieser Daten neben Ausreißern in den atmosphärischen Parametern auch nach den WEA-Signalen gefiltert werden. Unsicherheiten in den gemessenen Daten kommen unter anderem dadurch zustande, dass die Windgeschwindigkeitsmessung üblicherweise auf den Gondeln der WEA erfolgt und somit durch den Rotor beeinflusst ist.

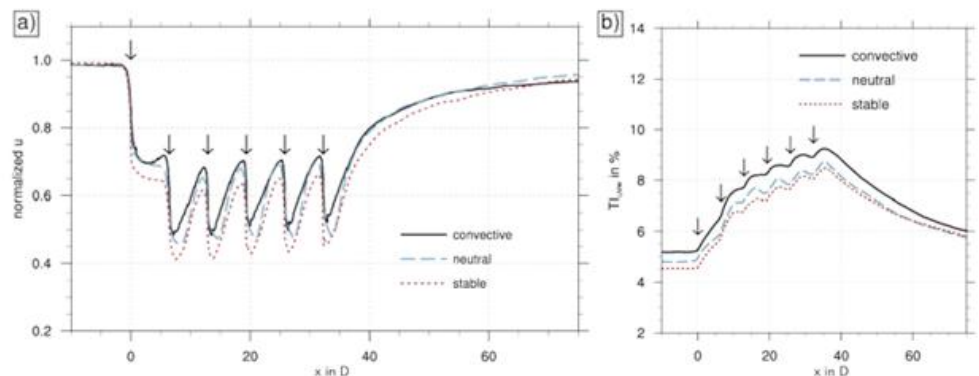


Abb. 4-12: Normierter mittlerer Windgeschwindigkeitsverlauf (a) aus LES mit dem ADM, mittlerer Verlauf der Turbulenzintensität (b) im Windpark EBI entlang der westlichsten Turbinenreihe bei nördlicher Anströmung für verschiedene atmosphärische Schichtungen. Die Abszisse zeigt den Abstand normiert mit dem Rotordurchmesser der Turbinen an. Die Pfeile markieren die Positionen der WEA.

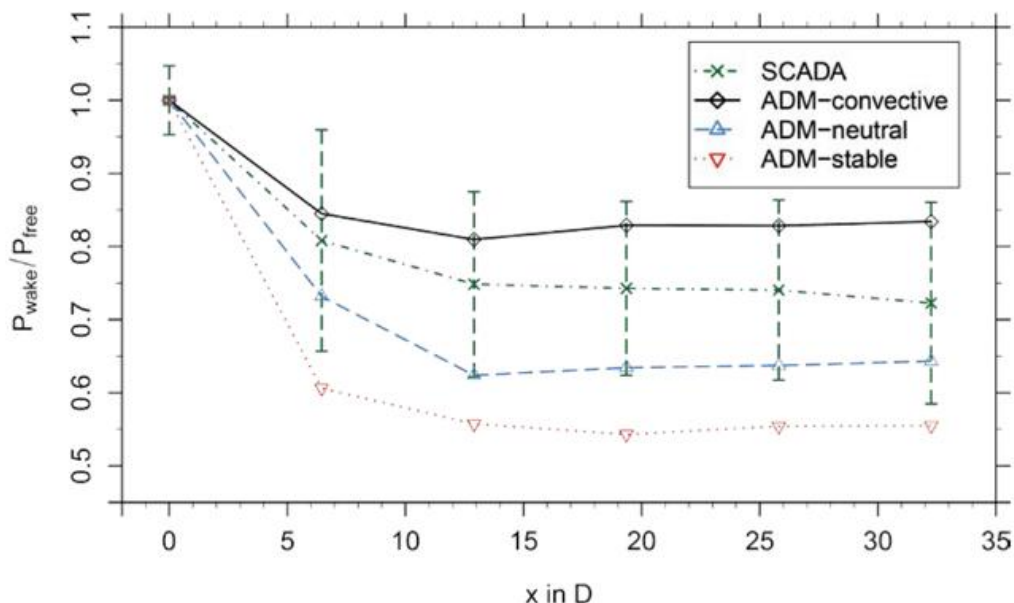


Abb. 4-13: Nachlauf-Leistungsdefizit ( $P_{wake}/P_{free}$ ) entlang der westlichsten Turbinenreihe bei nördlicher Anströmung aus LES mit PALM (ADM) und Messdaten (SCADA) des Windparks aus dem Zeitraum Mai 2011- Mai 2014 (Windrichtung:  $360 \pm 4^\circ$ , Windgeschwindigkeit:  $12 \pm 1,5 \text{ m s}^{-1}$ ), die Fehlerbalken stellen die Standardabweichung der gemessenen Leistungen dar.

Zusätzlich müssen Drosselungs- und Wartungszeiträume der WEA aus dem Datensatz berücksichtigt und herausgefiltert werden. Die Windrichtungsmessung erfolgt auf Basis der Gondelposition. Die Gondel wird jedoch mit einem gleitenden Mittel der Windrichtungsmessung (Windfahne auf der Gondel) im Bereich einiger Minuten nachgeführt, so dass auch Schräganströmungen der Anlagen in den Daten zu erwarten sind. Für sehr kleine Windrichtungssektoren, wie sie bei LES-Simulationen einer einzigen Windrichtung vorhanden sind, reicht der derzeit verfügbare Datensatz von drei Jahren nur begrenzt aus. Für den Vergleich wurden die SCADA-Daten aus dem Zeitraum Mai 2011 bis Mai 2014 für einen Windrichtungssektor von  $360 \pm 4^\circ$  und eine Windgeschwindigkeit von  $12 \pm 1,5 \text{ m s}^{-1}$  gefiltert, was den Windgeschwindigkeitsverhältnissen in der oben genannten Simulation entspricht. Die Windgeschwindigkeiten aus der LES wurden mit Hilfe der Leistungskurve des Herstellers in Leistungen umgerechnet und anschließend mit der Leistung der ersten Anlage einer WEA-Reihe normiert. Die Leistungsdaten aus dem SCADA-System wurden ebenfalls mit der Leistung der ersten Anlage in der Reihe normiert. Abbildung 4-13 zeigt die so gewonnenen normierten Leistungsdefizite entlang der westlichsten Turbinenkette bei nördlicher Anströmung. Auf der Abszisse ist der Abstand (in Rotordurchmessern  $D$ ) ab der ersten Anlage aufgetragen. Der Anlagenabstand in der Reihe beträgt  $6,45 D$ .

Die Leistungen aus den SCADA-Daten liegen zwischen den Simulationen für neutrale und labile atmosphärische Schichtung. Dieses erscheint auch plausibel, wenn die Verteilung der nördlichen Windrichtungen über das Jahr betrachtet wird. Nördliche Anströmungen des Windparks lassen sich in den SCADA-Daten fast ausschließlich im Winterhalbjahr finden. Zu diesem Zeitpunkt liegt die

Wasseroberflächentemperatur der Ostsee zumeist über der Lufttemperatur, so dass eine eher labil geschichtete Atmosphäre zu erwarten ist. Aus den Daten ist ebenso ersichtlich, dass das maximale Nachlaufdefizit bei der dritten Turbine erreicht wird. Danach bleibt das Defizit etwa konstant. Eine leichte Erholung des Nachlaufdefizits ist in den Simulationsdaten zu sehen, die Leistungsdaten aus dem Windpark weisen diesen Effekt nicht auf.

Anhand der aufgetragenen Fehlerbalken (einfache Standardabweichung) lässt sich die Unsicherheit der beobachteten Leistungen gut erkennen. Die Unsicherheit ist zum einen auf die beschriebene mögliche Schräganströmung und damit einhergehende partielle Nachlaufsituationen zurückzuführen, zum anderen auch auf die geringe Datengrundlage. Die nördliche Anströmung im Windpark bietet jedoch die Möglichkeit, primär maritim geprägte Situationen untersuchen zu können. Der Abstand des Windparks zur Küste beträgt für diese Windrichtung mehr als  $50 \text{ km}$ . Für andere Sektoren ist dieser Abstand deutlich geringer, so dass eine Mischung aus Onshore- und Offshore- Bedingungen (mit internen Grenzschichten) vorliegt.

Ein weiterer Grund für Unterschiede zwischen den Beobachtungsdaten und den LES-Simulationen ist in der vereinfachten Annahme eines konstanten Schubbeiwerts zu sehen. Simulationen auf der Skala großer Windparks mit dem ALM sind heute nur für einzelne Simulationen, nicht aber für umfangreiche Parameter- und Sensitivitätsstudien möglich. Für ADM-R-Simulationen sind zudem detaillierte Informationen über die WEA und die Rotorblätter nötig, welche oftmals von Herstellerseite aus Geheimhaltungsgründen nicht preisgegeben werden. Eine hohe Auflösung wird benötigt, um die Eigenschaften der WEA gut reproduzieren zu können. Die Ergebnisse zeigen jedoch auf, dass die Simulationsergebnisse des ADM mit den beobachteten Leistungsdaten unter Beachtung der genannten Unsicherheiten durchaus vergleichbar sind.

Eine Aufteilung der Messdaten nach atmosphärischer Stabilität ist geplant. Mit dem stetig wachsenden Datensatz aus verschiedenen Windparks werden in Zukunft auch von der Datenseite aussagekräftigere Vergleiche möglich, die eine weitere Validierung der Turbinenmodelle ermöglichen.

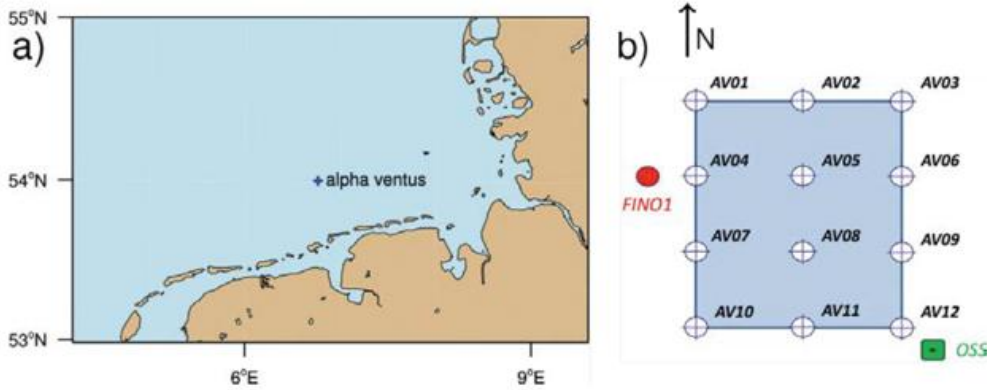


Abb. 4-14: Position des Offshore Windparks „alpha ventus“ (AV) in der Nordsee (links), Layout des Windparks AV (rechts).

#### 4.4 Simulationen des Windparknachlaufs

WEA-Parametrisierungen in PALM wurden bei ForWind zunächst im Rahmen des vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) geförderten Forschungsprojekts OWEA, einem RAVE-Projekt (Research at alpha ventus), implementiert. Im Rahmen des Projektes sollte unter anderem die Windparkströmung im ersten deutschen Offshore-Windpark, alpha ventus, 45 km nördlich von Borkum (Abbildung 4-14), untersucht werden. Darüber hinaus wurde aber auch zur Vorbereitung der Entwicklung von Windparkparametrisierungen für mesoskalige Modelle die Fernwirkung des gesamten Windparks untersucht. Unter anderem wurde die Abhängigkeit der Nachlaufströmung des Windparks von der Windrichtung untersucht.

Alpha ventus, knapp 400 m östlich der Forschungsplattform FINO1 gelegen, besteht aus je sechs 5 MW-Anlagen der Hersteller Senvion SE (im nördlichen Teil) und AREVA Wind GmbH (im südlichen Teil) mit Nabenhöhen von 92 beziehungsweise 90 m und Rotordurchmessern von 126 beziehungsweise 116 m (Abbildung 4-14).

Für die numerischen Untersuchungen des Windparknachlaufs wurden mit PALM Simulationen bestehend aus einem zyklischen Vorlauf und Hauptläufen mit turbulentem Einströmen durchgeführt. Das Modellgebiet der Läufe

mit turbulentem Einströmen hatte dabei in der Strömungsrichtung eine Ausdehnung von 31,2 km, während in y-Richtung eine Ausdehnung von 4,8 km und in der Vertikalen eine Ausdehnung von etwa 2 km vorgegeben wurde. Die räumliche Auflösung in der Simulation lag bei 10 m in allen drei Raumrichtungen. Die Turbulenz-Recycling-Ebene wurde 15 km vom Einströmrand entfernt platziert. Zunächst wurde die Anströmung des Windparks aus westlicher Richtung simuliert. Alle Anlagen des Parks wurden mit dem ADM nach CALAF et al. (2010) und unter Verwendung der Schubbeiwertkurve für die Anlagen im nördlichen Teil des Parks simuliert.

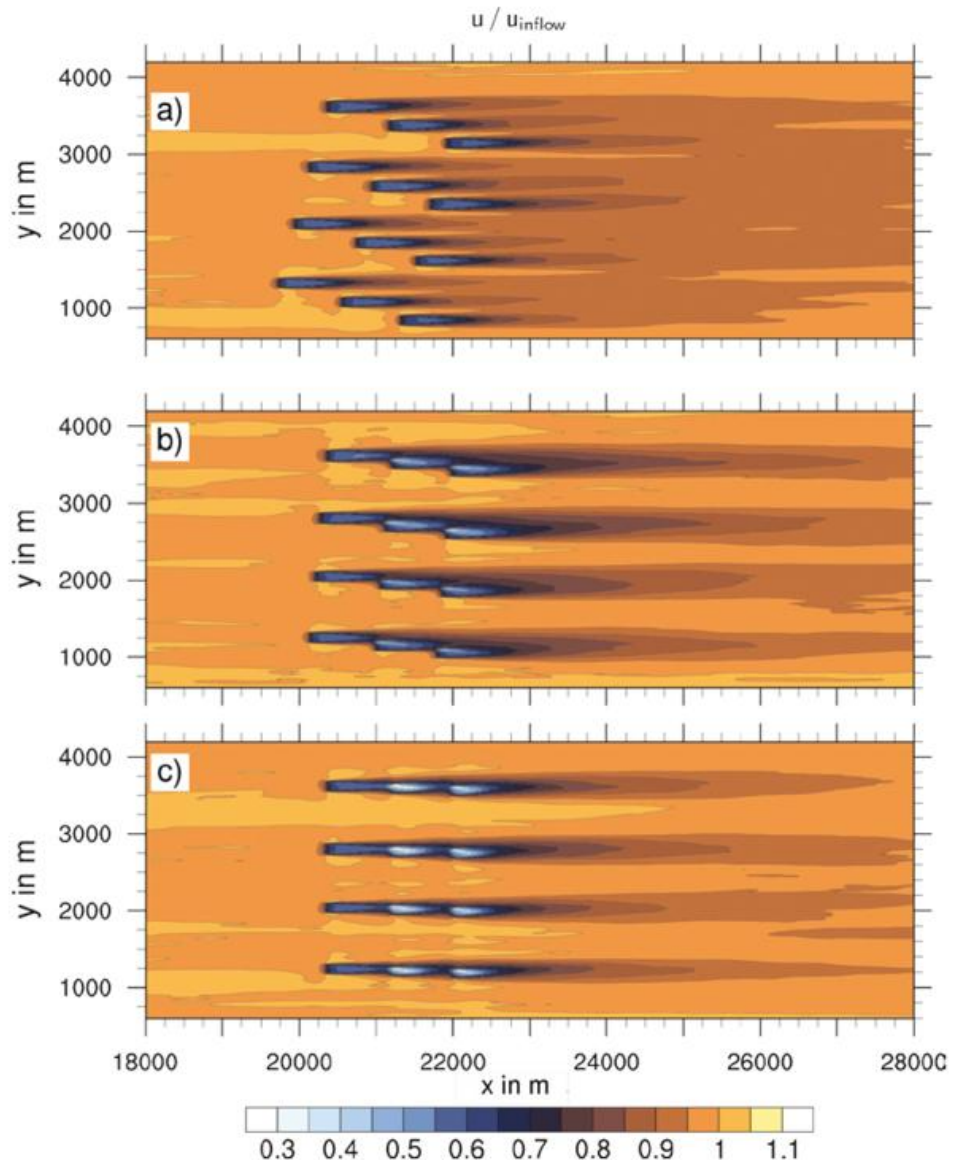


Abb. 4-15: Normierte u-Komponente (wie in Abb. 4-4) der Strömungsgeschwindigkeit in Nabenhöhe im und in der Umgebung des Windparks alpha ventus für Anströmung des Windparks aus einer Windrichtung von 255°, 265° beziehungsweise 270°.

Im Anschluss an die Simulation mit Anströmung des Windparks aus westlicher Richtung wurden weitere Simulationen durchgeführt, bei denen der Windpark aus 255°, 260°, 265°, 267,5°, 272,5°, 275°, 280° beziehungsweise 285° angeströmt wurde. Die verschiedenen Anströmwinkel wurden dadurch realisiert, dass der Windpark um die Anlage im oberen linken Eck des Windparks um einen entsprechenden Winkel gedreht wurde.

Die Simulationsergebnisse zeigen sehr deutlich, dass kleine Änderungen in der Anströmung des Windparks erhebliche Auswirkungen auf die beobachtete Windparkströmung haben können (siehe Abbildungen 4-15 und 4-16). Liegt das simulierte Leistungsdefizit an der zweiten Anlage einer in Ost-West-Richtung ausgerichteten Turbinenkette bei einer Anströmung entlang der Ausrichtung der Kette bei etwa 50% der an der ersten Anlage beobachteten Leistung, so reduziert sich dieses Defizit bei Änderung der Windrichtung um 7,5° auf nur noch etwa 10% (ohne Abbildung).

Interessant ist aber auch die Auswirkung der Änderung der Anströmrichtung auf das Windgeschwindigkeitsdefizit im Nachlauf hinter dem gesamten Windpark. Die Situationen, in denen die Anlagen im Windpark vollständig im Nachlauf anderer Anlagen stehen, gehen einher mit einem vergleichsweise niedrigen Defizit hinter dem gesamten Windpark (Abbildung 4-16). Die Situationen, in denen alle Anlagen eine freie Anströmung erfahren, gehen hingegen mit einem großen Geschwindigkeitsdefizit im Nachlauf des gesamten Parks einher. Zumindest für die Simulation des Nachlaufs von Windparks mit der Größe von alpha ventus machen die Simulationsergebnisse deutlich, dass die Nachlaufparametrisierung in mesoskaligen Modellen unbedingt auch die Topologie des Windparks mit berücksichtigen sollte, um akkurate Abschätzungen der Windbedingungen hinter ganzen Windparks ermöglichen zu können. Parametrisierungen, bei denen alle Anlagen der Strömung die gleiche Energie entziehen, wie zum Beispiel in der von FITCH et al. (2012) vorgeschlagenen Parametrisierung, sollten diesbezüglich noch erweitert werden.

### 5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Prozesse, die innerhalb einer Windparkströmung ablaufen, sind bisher noch nicht vollständig verstanden. Die Modellierung der Windparkströmung mit rechenzeitökonomischen Modellen, die beispielsweise für Berechnungen in Ertragsgutachten für neue Windparks verwendet werden, zeigt Resultate, die noch Verbesserungspotenzial erkennen lassen.

Ein Ansatz, der verfolgt wird, um ein besseres Verständnis der Windparkströmung zu erreichen, ist die nichtlineare numerische Simulation. Da die Windparkströmung stark turbulent ist, bietet sich der Einsatz turbulenzauflösender Modelle, insbesondere LES-Modelle an. In diesen Modellen kann jedoch selbst mit den heute zur Verfügung

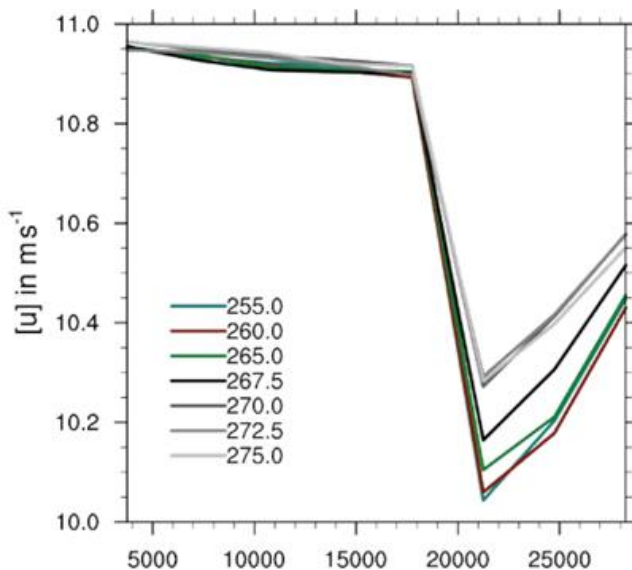


Abb. 4-16: Verlauf der jeweils diskret über 3500m in x- und y-Richtung gemittelten u-Komponente der Strömungsgeschwindigkeit in Nabenhöhe mit der Entfernung vom Einströmrand für verschiedene Anströmrichtungen. Die Anlagen des Windparks alpha ventus liegen, abhängig von der Anströmrichtung, etwa im Bereich zwischen  $x = 19\,500\text{ m}$  und  $x = 23\,000\text{ m}$ . Die Bildung des Flächenmittels geschieht zur Nachahmung der Ergebnisse mesoskaliger Modelle.

stehenden Höchstleistungsrechnern nicht gleichzeitig die Strömung in der atmosphärischen Grenzschicht und der Grenzschicht an den Rotorblättern aufgelöst werden. Die Effekte der Windenergieanlagen auf die atmosphärische Strömung müssen parametrisiert werden. In den letzten Jahren wurden eine Reihe von WEA-Parametrisierungen in der Literatur veröffentlicht. Vier dieser Modelle, ein ADM nach JIMENEZ et al. (2007), ein ADM nach CALAF et al. (2010), ein ALM nach MIKKELSEN (2003) sowie ein ADM-R nach WU und PORTE-AGEL (2011) wurden in das LES-Modell PALM implementiert.

Ein Vergleich der Ergebnisse dieser Modelle zeigte deutliche Unterschiede auf. So wird mit dem ALM der höchste Detailgrad der Beschreibung der Nachlaufströmung erhalten. Das ADM-R reproduziert die Rotationseffekte, die auch das ALM zeigt. Das ADM liefert erst im fernen Nachlauf Ergebnisse, die mit denen des ALM und ADM-R, zumindest was das Geschwindigkeitsdefizit angeht, vergleichbar sind. Es wird aber auch deutlich, dass ALM und ADM-R nur dann realistische Ergebnisse liefern können, wenn sie zusammen mit einer sehr hohen räumlichen Auflösung in der LES verwendet werden. Dies liegt darin begründet, dass die Reproduktion der tatsächlichen WEA-Eigenschaften, wie zum Beispiel des Schubbeiwerts, erst bei einer sehr hohen räumlichen Auflösung der LES gelingt. Dies führt zu der Schlussfolgerung, dass bei grober Auflösung die Wahl des einfacheren Anlagenmodells (ADM) die beste Entscheidung sein kann.

In weiteren Untersuchungen, die in diesem Beitrag gezeigt wurden, wurde der Einfluss der atmosphärischen Stabilität auf die Nachlaufströmung deutlich. Eine wesentliche Bau-

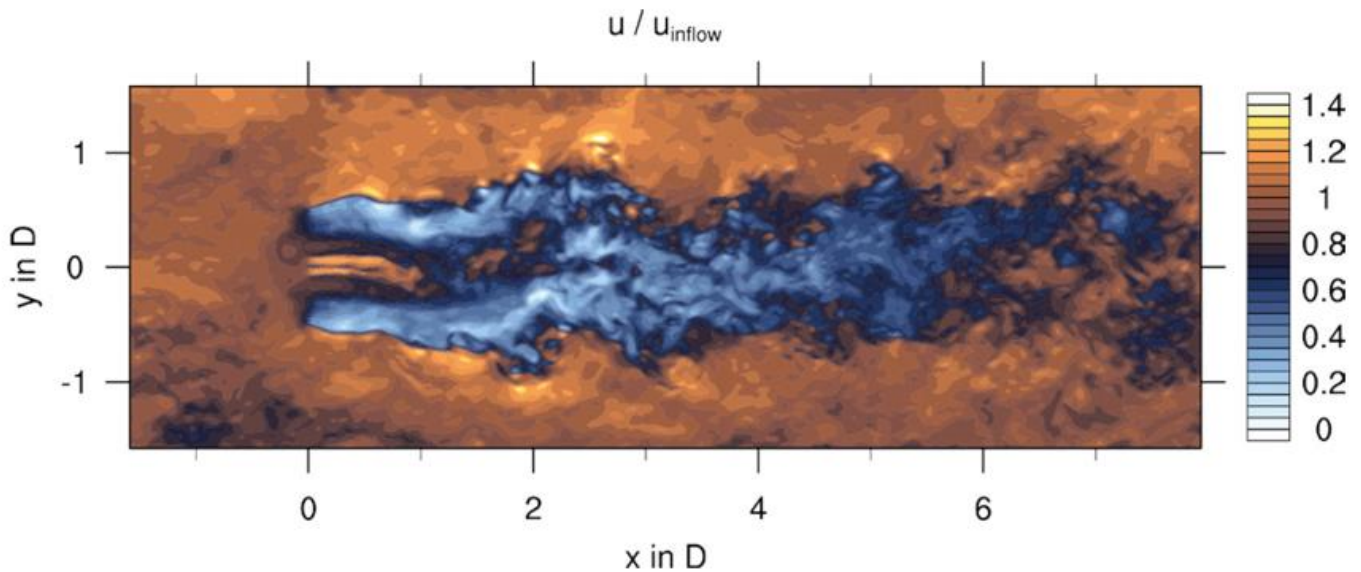


Abb. 4-17: Simulation des Nachlaufs mit ADM-R und hoher Auflösung von 2 m für eine neutrale, raue Grenzschicht. Dargestellt ist eine Momentanaufnahme der u-Komponente der Windgeschwindigkeit in einem Horizontalschnitt in Nabenhöhe (90 m, normiert wie in Abb. 4-4).

stelle bei der Verbesserung der Ingenieursnachlaufmodelle sollte daher die Entwicklung von Parametrisierungen des Stabilitätseinflusses sein.

Eine andere wichtige Erkenntnis der hier gezeigten Untersuchung ist die Tatsache, dass die Stärke des Nachlaufs von kleineren Offshore-Windparks ganz deutlich von der Topologie des Windparks abhängig ist. Ob diese Beobachtung auch für größere Windparks noch Bestand hat, muss in weiteren Untersuchungen überprüft werden.

Eine weitere Möglichkeit zur Validierung der Ergebnisse, die mit dem Modell PALM für die Simulation von Nachlaufströmungen erhalten werden, bietet der vor zwei Jahren ins Leben gerufene und vom CENER in Spanien und dem NREL in den USA koordinierte Task 31 „Wakebench“ (IEA WIND 2013) der Internationalen Energieagentur (IEA). Zu den Benchmark-Tests in Wakebench gehören unter anderem verschiedene Testfälle für den dänischen Windpark Horns Rev, für den bereits Daten aus einem Betrieb von mehr als zehn Jahren vorliegen, aber auch verschiedene Vergleiche mit Messungen in Windkanälen. Ein weiterer Schwerpunkt liegt in Wakebench auch in der Validierung für Windparkströmungen in komplexem Gelände. Beabsichtigt ist, mit PALM zukünftig auch an diesen Benchmarks teilzunehmen und PALM für die Anwendung in komplexem Gelände weiterzuentwickeln.

Eine weitere Herangehensweise, um hochaufgelöste Informationen über die Strömung innerhalb ganzer Windparks zu bekommen, ist die LiDAR-Technik. Long-range LiDARs erreichen heute schon Reichweiten von bis zu 10 km, welches der Größenordnung größerer Offshore-Windparks entspricht. Short-range LiDARs wurden beispielsweise auf den Gondeln von WEA im deutschen Offshore-Testfeld alpha ventus zur Vermessung der Einströmung und des nahen Nachlaufs eingesetzt.

Neben der oben genannten Teilnahme an Wakebench ist geplant, diese und weitere LiDAR-Messungen für eine Validierung der LES-Modellergebnisse zu nutzen.

In Zukunft soll auch verstärkt der wesentliche Vorteil der LES gegenüber anderen Simulationsmethoden wie RANS-Modellen stärker ausgenutzt werden. Abbildung 4-17 zeigt beispielsweise einen instantanen Schnitt durch das Strömungsfeld, das verdeutlicht, wie turbulent die Strömung im Nachlauf ist. So sollen beispielsweise die turbulenten Windfelder des LES-Modells Eingang in Modelle zur Lastberechnung finden, um zu überprüfen, ob sich bezüglich der Lasten Unterschiede im Vergleich zu den bisher verwendeten Windfeldmodellen, die beispielsweise die Intermitenz der Strömung in der Grenzschicht nicht wiedergeben, ergeben. Auch das Mäandrieren des Nachlaufes soll durch die Betrachtung der turbulenten Strukturen der LES-Windfelder stärker in den Vordergrund unserer Untersuchungen rücken.

Schließlich ist aber auch eine noch realistischere Berücksichtigung der Anlageneffekte in den Simulationen eines unserer Ziele. Hierzu laufen derzeit Arbeiten, bei denen das Modell PALM mit aeroelastischen Modellen gekoppelt wird, aus denen die an den Blattelementen wirkenden Kräfte bestimmt werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Möglichkeit der Verwendung von Large-Eddy-Simulationsmodellen ein großes Potential für das bessere Verständnis der Windparkströmung bietet. Die Verwendung dieser Methode ist jedoch immer noch stark durch die vorhandenen Rechenkapazitäten limitiert. Eine umfassende Validierung der Modelle steht noch aus und erfordert eine sehr sorgfältige Ableitung von für den Vergleich geeigneten Messdaten.

**Anhang**

Die Trennung der Grobstruktur von der Feinstruktur erfolgt nach SCHUMANN (1975) durch eine implizite Filterung über die räumliche Diskretisierung der Modellgleichungen, so dass die Filterweite stets der Gitterweite entspricht. Hierbei werden die Grundgleichungen zunächst an jedem Punkt des Rechengitters über das Volumen V einer Gitterbox mit den Gitterweiten  $\Delta x_i$  (mit  $i=1,2,3$ ) gemittelt:

$${}^V \overline{\psi} = \frac{1}{V} \iiint_V dV' \psi \tag{A.1}$$

$\Psi$  steht hierbei für eine beliebige Variable, beziehungsweise einen beliebigen Term in den Grundgleichungen an einem Gitterpunkt. Wird die Operation (A.1) auf einen Gradienten  $\partial x_i \Psi$  an der Stelle  $x_i$  angewendet, folgt unter Verwendung des Gaußschen Integralsatzes

$${}^V \overline{\partial x_i \Psi} = \frac{1}{\Delta x_i} \left\{ {}^{F_i} \overline{\Psi}(x_i + 0,5\Delta x_i) - {}^{F_i} \overline{\Psi}(x_i - 0,5\Delta x_i) \right\} =: \delta_i {}^{F_i} \overline{\Psi}(x_i) \tag{A.2}$$

wobei hiermit der Differenzenoperator  $\delta_i$  definiert wird.  ${}^{F_i} \overline{\Psi}$  steht hierbei für das Mittel von  $\Psi$  über die Fläche  $F_i$  eines Zellvolumens mit der Flächennormalen in Richtung der Koordinate  $x_i$ :

$${}^{F_i} \overline{\Psi} = \frac{1}{F_i} \iint_{F_i} dF_i' \Psi \tag{A.3}$$

Das heißt, durch Anwendung des Gaußschen Integralsatzes wurde das Volumenmittel eines Gradienten in eine diskrete Form überführt, ohne dass an dieser Stelle eine Approximation vorgenommen wurde.

Die Diskretisierung der Advektion einer Größe  $\Psi$  mit der Geschwindigkeit  $u_i$  lautet hiermit in Flussform unter Voraussetzung der Inkompressibilität der Strömung:

$${}^V \overline{u_i \partial x_i \Psi} = {}^V \overline{\partial x_i u_i \Psi} = \delta_i {}^{F_i} \overline{u_i \Psi} \tag{A.4}$$

Da sich die Filterung durch Diskretisierung wie ein Reynolds-Operator verhält (SCHUMANN 1975), lässt sich die rechte Seite von (A.4) wie folgt aufspalten:

$$\delta_i {}^{F_i} \overline{u_i \Psi} = \delta_i {}^{F_i} \overline{u_i' \Psi} + \delta_i {}^{F_i} \overline{u_i'' \Psi} \tag{A.5}$$

wobei  $u'$  und  $\Psi'$  die Abweichungen vom Flächenmittel kennzeichnen. Da die Lösungen der räumlich diskretisierten prognostischen Gleichungen die zeitliche Entwicklung von Volumenmitteln darstellen, sind die in den Differenzenquotienten enthaltenen flächengemittelten Größen zunächst unbekannt (FRÖHLICH 2006) und müssen auf prognostizierte Größen zurückgeführt werden. Daher werden die Flächenmittel durch die volumengemittelten Größen approximiert:

$${}^{F_i} \overline{\Psi} \approx {}^V \overline{\Psi} \tag{A.6}$$

Zur Begründung der Anwendbarkeit dieser Approximation sei auf LAPEBER (1987) verwiesen.

Die sich bei der Diskretisierung der Grundgleichungen ergebenden volumengemittelten subskaligen Flüsse von Skalaren (S) und Impuls werden nach DEARDORFF (1980) in Form eines Gradient-, beziehungsweise Deformationsansatzes parametrisiert:

$${}^V \overline{u_i' S'} = -K_s \delta_i {}^V \overline{S} \tag{A.7}$$

$${}^V \overline{u_i' u_j'} = -K_m \left( \delta_i {}^V \overline{u_j} + \delta_j {}^V \overline{u_i} \right) + \frac{2}{3} {}^V \overline{e} \delta_{ij} \tag{A.8}$$

mit  ${}^V \overline{e} = \frac{1}{2} \overline{u_i'^2}$  der volumengemittelten subskaligen turbulenten kinetischen Energie, für die eine weitere prognostische Gleichung gelöst wird (siehe zum Beispiel GRYSCHKA, 2010) sowie  $K_m$  und  $K_s$  den turbulenten Diffusionskoeffizienten für Impuls beziehungsweise Skalare, welche in Form eines Mischungswegansatzes mit einem von der Gitterweite und thermischen Schichtung abhängigen subskaligen Mischungsweg  $\ell'$  parametrisiert werden:

$$K_m = 0,1 \ell' \sqrt{{}^V \overline{e}} \tag{A.9}$$

$$K_s = \left( 1 + \frac{2\ell'}{\Delta s} \right) K_m \tag{A.10}$$

mit  $\Delta s = (\Delta x \Delta y \Delta z)^{1/3}$  der mittleren Gitterweite.

**Danksagung**

Die in diesem Beitrag präsentierten Ergebnisse wurden in den Projekten OWEA (FKZ: 0327696B), Baltic I (FKZ 0325215B) und Parallelrechner-Cluster für CFD- und WEA-Modellierung (FKZ 0355220) erarbeitet. Diese Projekte wurden durch einen Beschluss des Deutschen Bundestages vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, sowie vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Die Durchführung der Simulationen wurde durch Bereitstellung von Rechenzeit auf den Parallelrechnern des Hoch- und Höchstleistungsrechenzentrums Nord (HLRN) ermöglicht. Senvion SE und EnBW danken wir für die gute Kooperation in den gemeinsamen Forschungsprojekten, der Siemens AG für die Bereitstellung von für die Durchführung der Simulationen benötigten Informationen über ihre Windenergieanlage. Wir danken außerdem Stephan Späth für seine hilfreichen Kommentare bei der Überarbeitung des Manuskriptes.

## Literatur

- AINSLIE, J.F., 1985: Development of an Eddy Viscosity Model for Wind Turbine Wakes. *7th BWEA Wind Energy Conference*, Oxford, U.K., 61-66.
- BARTHELMIE, R.J., FOLKERTS, L., LARSEN, G.C., RADOS, K., PRYOR, S.C., FRANDBSEN, S.T., LANGE, B., SCHEPERS, G., 2006: Comparison of Wake Model Simulations with Offshore Wind Turbine Wake Profiles Measured by Sodar. *J. Atmos. Ocean. Tech.* **23**, 888-901.
- BARTHELMIE, R., JENSEN, L.E., 2010: Evaluation of wind farm efficiency and wind turbine wakes at the Nysted offshore wind farm. *Wind Energy* **13**, 573-586, doi: 10.1002/we.408.
- CALAF, M., MENEVEAU, C., MEYERS, J., 2010: Large eddy simulation study of fully developed wind-turbine array boundary layers. *Phys. Fluids* **22**, 1, 015110, doi: 10.1063/1.3291077.
- DEARDORFF, J.W., 1980: Stratocumulus-capped mixed layers derived from a three-dimensional model. *Boundary-Layer Meteorol.* **18**, 495-527.
- DÖRENKÄMPER, M., WITHA, B., STEINFELD, G., HEINEMANN, D., KÜHN, M., 2015: The impact of stable boundary layers on wind-turbine wakes within offshore wind farms. *J. Wind Eng. Ind. Aerod.* **144**, 146-153, doi:10.1016/j.jweia.2014.12.011
- FITCH, A.C., OLSON, J.B., LUNDQUIST, J.K., DUDHIA, J., GUPTA, A.K., MICHALAKES, J., BARSTAD, I., 2012: Local and Mesoscale Impacts of Wind Farms as Parameterized in a Mesoscale NWP Model. *Mon. Weather Rev.* **140**, 3017-3038, doi: 10.1175/mwr-d-11-00352.1.
- FRÖHLICH, J., 2006: Large Eddy Simulationen turbulenter Strömungen. *Teubner Verlag*, Wiesbaden, 414 pp.
- FROUDE, W., 1889: On the part played in propulsion by difference in pressure. *Transactions of the Institute of Naval Architects* **30**, 390-423.
- GASCH, R. und TWELE, J., 2007: Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. *Teubner Verlag*, Wiesbaden, 569 S.
- GRYSCHKA, M., 2010: Untersuchungen zur Entwicklung von Rollenkonvektion in Kaltluftausbrüchen mittels Grobstruktursimulationen. Dissertation. *Leibniz Universität Hannover*, 110 S.
- HANSEN, K.S., BARTHELMIE, R.J., JENSEN, L.E., SOMMER, A., 2012: The impact of turbulence intensity and atmospheric stability on power deficits due to wind turbine wakes at Horns Rev wind farm. *Wind Energy* **15**, 183-196.
- JIMENEZ, A., CRESPO, A., MIGOYA, E., GARCIA, J., 2007: Advances in large-eddy simulation of a wind turbine wake. *J. Phys.: Conf. Ser.* **75**, 1, doi: 10.1088/1742-6596/75/1/1/012041.
- KATAOKA, H., MIZUNO, M., 2002: Numerical flow computation around aeroelastic 3D square cylinder using inflow turbulence. *Wind Struct.* **5**, 2-4, 379-392.
- KOLMOGOROW, A.N., 1941: Die lokale Struktur der Turbulenz in einer inkompressiblen zähen Flüssigkeit. *Dokl. Akad. Wiss. USSR* **30**, 301-305.
- KÜHN, M., STEINFELD, G., CHENG, P.-W., SCHAUMANN, P., NEUMANN, T., 2013: Verifikation von Offshore-Windenergieanlagen. Abschlussbericht des BMU-Projekts RAVE-OWEA. *Technische Informationsbibliothek Hannover*.
- LAFEBER, M., 1987: Numerical and physical aspects of large eddy simulation of turbulent flows. Dissertation Universität Delft, TR diss 1558. *Delft university press*, 138 pp.
- LANGE, B., WALDL, H.P., GUERRERO, A., BARTHELMIE, R., 2003: Improvement of the wind farm model FLAP (Farm Layout Program) for offshore applications. *Wind Energy* **6**, 87-104.
- LUND, T.S., WU, X., SQUIRES, K.D., 1998: Generation of turbulent inflow data for spatially-developing boundary layer simulations. *J. Comput. Phys.* **140**, (2), 233-258.
- MARONGA, B., GRYSCHKA, M., HEINZE, R., HOFFMANN, F., KANANI-SÜHRING, F., KECK, M., KETELSEN, K., LETZEL, M. O., SÜHRING, M., RAASCH, S., 2015: The Parallelized Large-Eddy Simulation Model (PALM) version 4.0 for atmospheric and oceanic flows: model formulation, recent developments, and future perspectives. *Geosci. Model Dev. Discuss.* **8**, 1539-1637, doi: 10.5194/gmdd-8-1539-2015.
- MEHTA, D., VAN ZUIJLEN, A.H., KOREN, B., HOLIERHOEK, J.G., BIJL, H., 2014: Large Eddy Simulation of wind farm aerodynamics: A review. *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.* **133**, 1-17.
- MIKKELSEN, R., 2003: Actuator Disc Methods Applied to Wind Turbines. Dissertation. *Department of Mechanical Engineering, Technical University of Denmark*, MEK-FM-PHD 2003-02.
- ORLANSKI, I., 1976: A simple boundary condition for unbounded hyperbolic flows. *J. Comput. Phys.* **21**, (3), 251-269.
- POPE, S.B., 2000: Turbulent Flows. *Cambridge University Press*, 771 pp.
- RAASCH, S., SCHRÖTER, M., 2001: PALM - A large-eddy simulation model performing on massively parallel computers. *Meteorol. Z.* **10**, (5), 363-372, doi: 10.1127/0941-2948/2001/0010-0363.
- RANKINE, W., 1865: On the mechanical principles of the action of propellers. *Transaction of the Institute of Naval architects* **6**, 13-39.
- SCHUMANN, U., 1975: Subgrid scale model for finite difference simulations of turbulent flows in plane channels and annuli. *J. Comput. Phys.* **18**, (4), 376-404.
- VERMEULEN, P.E.J., 1980: An experimental analysis of wind turbine wakes. Proceedings of the International Symposium on Wind Energy Systems, Lyngby, 431-450.
- WITHA, B., STEINFELD, G., DÖRENKÄMPER, M., HEINEMANN, D., 2014: Large-eddy simulation of multiple wakes in offshore wind farms. *J. Phys. Conf. Ser.* **555**, doi: 10.1088/1742-6596/555/1/012108.
- WU, Y.-T., PORTÉ-AGEL, F., 2011: Large-Eddy Simulation of Wind-Turbine Wakes: Evaluation of Turbine Parametrisations. *Boundary-Layer Meteorol.* **138**, 345-366.

# 5 Kurzfrist-Windleistungsvorhersage

L. V. BREMEN, A. WESSEL

## Short-term wind power forecasting

### Zusammenfassung

Die Kurzfristvorhersage der zu erwartenden Windleistung ist seit vielen Jahren unverzichtbar für die Integration von Windstrom in das Stromversorgungssystem. Mittlerweile bedienen zahlreiche Prognoseanbieter eine große Anzahl von Nutzern rund um den Betrieb der Stromnetze, den Handel mit Windstrom, aber auch konventionellem Strom, und in der Betriebsführung von Windparks. Entscheidend für die Qualität der Windleistungsprognose ist die Windvorhersage aus den Modellen der Numerischen Wettervorhersage. Deren verbesserte Qualität ist auch in genaueren Windleistungsprognosen zu sehen.

### Summary

For many years, short-term wind power forecasts are essential for the integration of wind power into the electric power supply system. A real market with many providers and users of wind power forecasts has been developed. Short-term wind power forecasts are used for the save grid operation and management, power trading of renewable and conventional power and the operation of wind farms. The impact of improved Numerical Weather Prediction (NWP) is clearly visible in improved short-term wind power forecasts.

## 1 Einführung

Am Tag der deutschen Einheit 2013 betrug mittags der gemeinsame Anteil von Photovoltaik (PV) und Windenergie 59,1 % am bundesdeutschen Stromverbrauch. Dabei wurden 20,5 GW von PV-Anlagen und 16,6 GW von Windenergieanlagen (WEA) eingespeist. Gemittelt über den ganzen Tag wurden 25,2 % des Stroms von Windenergie und 11,2 % von PV-Systemen erzeugt. Diese Zahlen verdeutlichen, dass, ohne eine hinreichend gute Prognose der guten Windbedingungen und der hohen mittäglichen Einstrahlung, solche Rekorde nicht möglich wären. Denn der Anteil an flexibel regelbaren aber preisintensiven Gas- und Heizölkraftwerken beträgt in Deutschland nur etwa 30 GW und Erzeugung und Verbrauch müssen jederzeit balanciert sein, um das Netz stabil zu führen. Dies bedeutet, dass die alleinige Regelung der Stromerzeugung mit Kraftwerken, die zur Deckung von Spitzenlasten (also beispielsweise Verstromung von Gas und Heizöl) vorgesehen sind, nicht ausreicht, um fluktuierende Wind- und Solarenergie sicher in das Stromversorgungssystem zu integrieren. Folglich müssen auch weniger flexible Mittellast- (Steinkohle), aber auch Braunkohle-Grundlastkraftwerke, ihre Stromerzeugung an die Verfügbarkeit von Wind- und Solarstrom anpassen, da in Deutschland nach dem Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) ein Einspeisevorrang für erneuerbare

Stromerzeuger gilt. Die Berücksichtigung der voraussichtlichen Einspeisung von Sonne und Wind ins Stromnetz, geschieht über den Stromhandel auf dem deutschen und österreichischen Markt. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs, Abb. 5-1) stellen die Leistungsvorhersage in ihrer Regelzone für den Folgetag (day-ahead) an der Strombörse ein. Der Verkauf der erwarteten Strommenge aus Sonne und Wind erfolgt nach dem Merit-Order-Prinzip. Die Vorhersageschritte +24 bis +48 Stunden der numerischen Wettervorhersage werden für die Erstellung der Day-ahead-Prognose von Wind- und Solarstrom verwendet.

Seit Anfang 2012 ist durch die Einführung des Marktprämienmodells im EEG eine Vielzahl von Stromhändlern hinzugekommen, die Strom aus Windparks auf den Energiemärkten direkt vermarkten. Mittlerweile wird über 90 % des deutschen Windstroms von diversen Direktvermarktern verkauft. Hier gilt, dass präzise Vorhersagen der Schlüssel zur effektiven Marktintegration der Windenergie sind, denn selbstverständlich ist der Direktvermarkter verantwortlich, wenn er prognostizierten Strom verkauft hat, der aber auf Grund einer fehlerhaften Day-ahead-Windprognose nicht produziert wird. Im untertäglichen Handel, das heißt am Erfüllungstag, haben die Teilnehmer am Strommarkt die Möglichkeit, ihre am Vortag eingegangene



Abb. 5-1: Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland. (Quelle: Wikipedia, Autor: Francis McLloyd, 2012).

nen Lieferverpflichtungen, durch Zukauf oder zusätzlichen Verkauf von Strom möglichst exakt zu erfüllen. Hier wird die Intra-day-Vorhersage genutzt, die viertelstündlich aktualisiert wird. Die Marktteilnehmer arbeiten vornehmlich mit einem Vorhersagehorizont von ein bis acht Stunden.

Vorhersagen der Windeinspeisung (und Solareinspeisung) über die nächsten Stunden und Tage sind daher aus den Energiemärkten nicht mehr wegzudenken. Bei mittlerweile 38 GW (Ende 2014) installierter Windleistung hat die wetterabhängige Windenergie einen massiven Einfluss auf die Zusammensetzung des Strommixes (und somit auf die konventionellen Kraftwerke), auf die Preise an der Strombörse und die Steuerung der Stromnetze. Deutschland ist an das Europäische Verbundsystem (ENTSO-E) angeschlossen, dessen primäre Aufgabe darin besteht, auftretende regionale oder nationale Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch durch räumlichen Ausgleich und kurzfristige Aktivierung von Regenergie auszubalancieren. In Deutschland übernehmen die vier Übertragungsnetzbetreiber diese Aufgabe und erstellen nach Handelsschluss der Strombörse den zeitlichen Ablauf der erwarteten Belastung des Übertragungsnetzes. Am nächsten Tag überwachen die Übertragungsnetzbetreiber, dass das Übertragungsnetz an keiner Stelle überlastet wird und dass Frequenz und Netzspannung stabil bleiben. Trotz bestmöglicher Planung am Vortage mehren sich in den letzten Jahren Situationen, in denen Netzbetreiber auf Grund von überlasteten Netzen durch regional sehr hohe Windeinspeisung Windparks in ihrer Leistung drosseln müssen (ECOFYS 2011), da die Kapazitätsreserve in den Leitungen mehr und mehr ausgeschöpft ist.

Windleistungsvorhersagen werden von mehreren Dienstleistungsunternehmen auf der Basis numerischer Wettermodelle erstellt und kommerziell angeboten. Der numerischen Wettervorhersage und den Wetterdiensten erwächst hier ein neues und sehr breites Anwendungsgebiet, mit großer Bedeutung für Ökonomie und Versorgungssicherheit. Der Deutsche Wetterdienst hat diesbezüglich zwei wichtige Forschungsprojekte gestartet, die von HAGEDORN et al. in diesem Heft vorgestellt werden.

In diesem Beitrag werden in Abschnitt 2 und 3 die grundlegenden Berechnungsverfahren bei der Erstellung von Windleistungsvorhersagen erläutert. In Abschnitt 4 wird die Verbesserung der Prognosegüte der letzten Jahre diskutiert. Der operationelle Betrieb von Windleistungsprognosesystemen wird in Abschnitt 5 angesprochen.

## 2 Berechnung der Ist-Einspeisung von Windenergie

Die Ist-Einspeisung von Windenergie einer einzelnen Windkraftanlage, eines Windparks oder einer ganzen Region stellt eine wichtige Messgröße dar, um Methoden der Simulation und die Vorhersage von Windleistung zu verifizieren und verbessern zu können.

Im Anwendungsbereich der Windleistung kommt hinzu, dass die für die Netzstabilität verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber auf die Ist-Einspeisung von Windleistung angewiesen sind. Zu nennen ist hier der Abruf von Regenergie, die EEG-Vermarktung von Windstrom und der horizontale Belastungsausgleich, so dass jeder Netzbetreiber seinen entsprechenden Anteil von der EEG Umlage bekommt.

Aufgrund einer fehlenden gesetzlichen Verpflichtung werden die In-situ-Einspeisungen der rund 24 800 Windkraftanlagen in Deutschland (Stand Ende 2014) weder flächendeckend (technisch) erfasst noch datentechnisch zusammengeführt. Es ergibt sich somit die schwierige Situation, dass etwa 38 115 MW Windleistung an das Stromversorgungssystem angeschlossen sind, ohne dass die aktuelle Einspeisung exakt bekannt ist.

Seit Jahren steht den Übertragungsnetzbetreibern für die Bestimmung der aktuellen Windeinspeisung nur eine begrenzte Anzahl von Leistungsdaten an ausgewählten Netzknoten (Umspannwerken) mit angeschlossenen Windparks (Referenzwindparks) zur Verfügung. Daher wird eine Hochrechnung benötigt, um aus dieser begrenzten Anzahl von Messungen auf die Einspeisung in der Netzregion rückschließen zu können. Als Verfahren wird dazu der Hochrechnungsalgorithmus (Abb. 5-2) des Fraunhofer IWES verwendet, der im operativen Betrieb sowohl für die Ist-Wertbestimmung, als auch für die Prognose eingesetzt wird.

Um die Hochrechnung durchzuführen wird Deutschland in ein Raster mit 7 x 7 km großen Planquadraten unterteilt.



Abb. 5-2: Darstellung der Ist-Werthochrechnung mittels Planquadrate. Die Größe der eingezeichneten Quadrate ist ein Maß für die installierte Leistung im entsprechenden Planquadrat. Die Farbe des Quadrats zeigt die aktuelle Ist-Einspeisung normiert mit der im Planquadrat installierten Leistung. Im Hintergrund sind die Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber eingezeichnet.

An jedem Planquadrat ist die monatsweise aktualisierte installierte Windleistung bekannt. Außerdem sind viertelstündlich aktualisierte Windleistungsmessungen der Referenzwindparks bei den Übertragungsnetzbetreibern vorhanden. Die aktuelle Leistung der Referenzwindparks wird auf jedes Planquadrat interpoliert. Die Interpolation erfolgt mit einer inversen Abstandsgewichtung. Durch Summation der so berechneten Leistung in den einzelnen Planquadraten wird die eingespeiste Leistung für einzelne Netzregionen oder Gesamtdeutschland bestimmt. Jeder Netzbetreiber

erstellt die Hochrechnung für seine eigene Regelzone und tauscht diese mit den anderen Übertragungsnetzbetreibern aus. Für Gesamtdeutschland fließen dabei zwischen 30 und 40 Referenzwindparks pro Regelzone in die Hochrechnung ein. Die mit der Hochrechnung berechnete Ist-Einspeisung stellt demnach eine Schätzung der tatsächlichen Ist-Einspeisung dar. Die Unzulänglichkeit dieser Situation wird dem zuständigen Regulierer (Bundesnetzagentur) seit Jahren angetragen. Die Veröffentlichungspflicht von Einspeisedaten ist leider gegenwärtig nicht absehbar.

### 3 Modelle zur Erstellung von Windleistungsprognosen

Praktisch schon zu Beginn der Entwicklung von Windleistungsvorhersagemodellen Anfang der 1990er Jahre, treten zwei Varianten zur Berechnung von Windleistungsvorhersagen in Erscheinung: Physikalische und statistische Modelle (GIEBEL et al. 2011, LANGE und FOCKEN 2005). Im Folgenden werden beide Ansätze zur Berechnung der Windleistung eines Windparks kurz dargestellt. Unterscheidungsmerkmale und die wesentlichen Stärken und Schwächen sind in Tabelle 5-1 zusammengefasst.

#### 3.1 Physikalisches Modell

Beim physikalischen Modell (Abb. 5-3) für Windleistungsvorhersagen eines Windparks für den Folgetag wird die Windgeschwindigkeit aus dem Wettervorhersagemodell in mehreren Schritten, die physikalisch herleitbar sind, in Windleistung umgerechnet. Ausgangspunkt sind die u,v-Windkomponenten auf den die Nabenhöhe der Windkraftanlage umschließenden Modellflächen. Mittels bilinearer horizontaler Interpolation werden die u,v-Windkomponenten am Standort bestimmt. Gelegentlich werden die Komponenten am nächstgelegenen Gitterpunkt verwendet, insbesondere wenn die Orographie und Bodenbeschaffenheit zwischen den vier Gitterpunkten sehr unterschiedlich sind; das heißt, wenn beispielsweise zwei Gitterpunkte über Wasser liegen, es sich aber um einen Onshore-Standort handelt. Bei komplexem Gelände stoßen solche Methoden an ihre Grenzen weswegen hier aufwän-

Physikalische Modell	Statistisches Modell
<b>Vorteile</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Anwendbar auf nicht vorhandene Windparks bzw. Windparks im Bau</li> <li>Wissen über die einzelnen Modellschritte vorhanden</li> <li>Keine oder wenig historische Daten notwendig</li> </ul>	<b>Vorteile</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Kaum Kenntnisse über den Windpark notwendig (Nennleistung kann reichen)</li> <li>Schnelle Berechnung im operativen Betrieb</li> </ul>
<b>Nachteile</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Genaue Kenntnis des Windparks und dessen Umgebung notwendig (Standorte, Gelände, WEA-Daten)</li> <li>Längere Berechnungszeit</li> </ul>	<b>Nachteile</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Bei vielen Modellen „Black Box“, d. h. die Prozesse im Inneren sind nicht bekannt</li> <li>Hochwertige historische Leistungszeitreihen von mindestens einem Jahr sind notwendig</li> <li>Historische Wetterprognosen werden benötigt</li> </ul>

Tabelle 5-1: Unterscheidungsmerkmale von physikalischen und statistischen Modellen zur Windleistungsvorhersage.

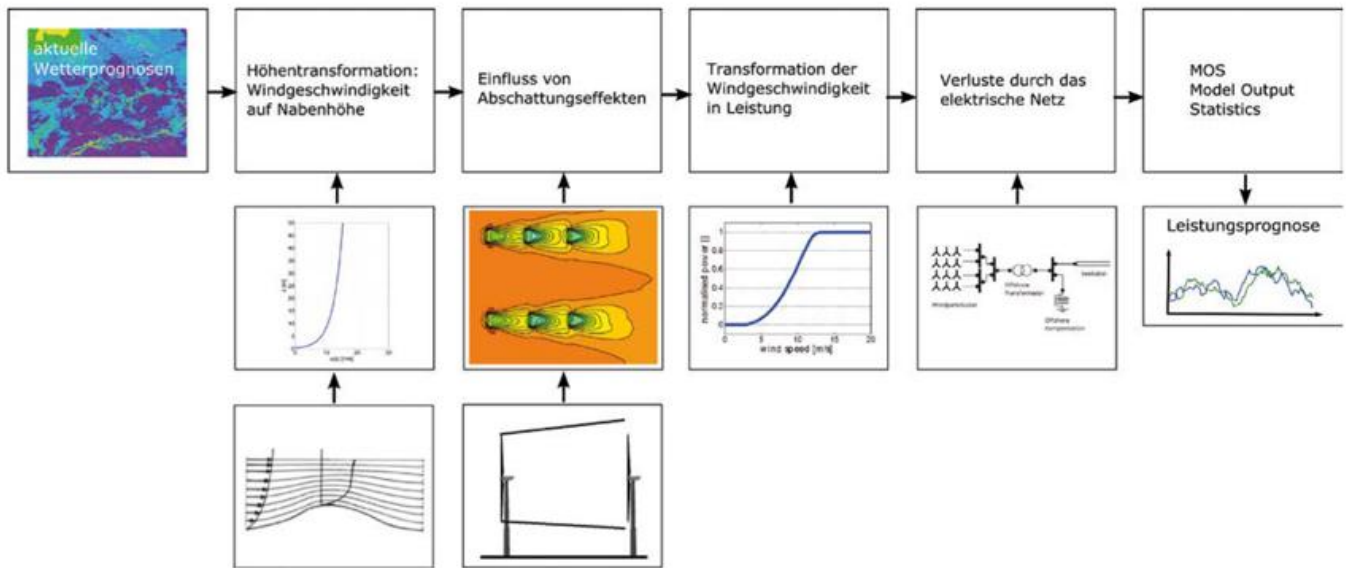


Abb. 5-3: Schematische Darstellung eines physikalischen Windleistungsvorhersagemodells.

digere Methoden, wie bikubische Interpolation, Kriging oder „Smart Interpolation“ verwendet werden. Für die in Abschnitt 4.2 beschriebene Kurzzeitprognose wird diese Interpolation noch mit einer zeitlichen Interpolation kombiniert, um aus den stündlich aufgelösten Wetterprognosen, viertelstündliche Werte zu erzeugen.

Die vertikale Interpolation der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe erfolgt entweder linear oder logarithmisch zwischen den Modellschichten. Es bleibt zu erwähnen, dass ein früher sehr charakteristischer Schritt im physikalischen Modell nicht mehr zum Einsatz kommt: Windgeschwindigkeiten werden nicht mehr mittels der Monin-Obukhov-Theorie unter Berücksichtigung der thermischen Schichtung auf Nabenhöhe extrapoliert. Diese Technik wurde solange verwendet, wie den Anbietern von Windleistungsprognosen nur die Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe zur Verfügung stand.

Die vom Windkraftanlagenhersteller angegebene Leistungskennlinie zur Berechnung der Leistung bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit gilt für standardisierte Bedingungen, die in einem Windpark nicht auftreten. In einem Windpark reduzieren die Nachläufe (Wakes) von im Luv gelegenen Windkraftanlagen die Windgeschwindigkeit an nachgelagerten Anlagen. Diese Windgeschwindigkeitsdefizite können mehrere m/s betragen (siehe Artikel von STEINFELD et al. in diesem Heft). Diese Abschattungseffekte lassen sich mit Modellen zur Überlagerung von Nachläufen (LANGE et al. 2003) berechnen. Die einfacheren Modelle nehmen eine konstante Windreduktion über die gesamte Breite der Nachlaufströmung an. Komplexere Modelle modellieren die Nachlaufströmung mit einem axialsymmetrischen Eddy-Viscosity-Modell. Um die Verarbeitungsgeschwindigkeit zu erhöhen, werden für jede Anströmrichtung (Windrichtung) und Windgeschwindigkeit Nachschlagetabellen berechnet und diese anstatt des kompletten Abschattungsmodells verwendet.

Am Ende erfolgt die Konversion der Windgeschwindigkeit in die Leistung mittels der Leistungskennlinie der Windenergieanlagen. Oft wird dann noch die Luftdichte in Form einer Dichtekorrektur der Leistungskennlinie, die vom Hersteller für eine Luftdichte von  $1,225 \text{ kg/m}^3$  angegeben wird, berücksichtigt. Da die Energiedichte des Windes direkt proportional zur Luftdichte ist, sinkt die Leistung einer Windkraftanlage bei geringeren Luftdichten (wärmere Luft) und steigt bei höheren Luftdichten, bei konstanter Windgeschwindigkeit. Der letzte Schritt ist die Summation über alle Windkraftanlagen.

Elektrische Verluste, die durch die Innerparkverkabelung entstehen bevor der Strom an den Netzbetreiber übergeben wird, werden ggf. durch einen konstanten Faktor ( $< 1$ ) berücksichtigt.

Bei einem bestehenden Windpark werden oftmals Messungen von ungestörter Windgeschwindigkeit und -richtung zusammen mit der Parkleistung ausgewertet, um richtungsabhängige Leistungskurven für den gesamten Windpark zu erstellen. Dies bedingt allerdings die Erhebung und Offenlegung der relevanten Messdaten, was nicht immer der Fall ist. Ebenfalls ist die Methode bei neu errichteten Windparks nicht anwendbar. Die Berechnung von richtungsabhängigen Leistungskurven mittels Large-Eddy-Simulation (wie bei STEINFELD et al. in diesem Heft) unter Berücksichtigung des Impulsenzuges durch die Windkraftanlagen wird in Forschungsprojekten erprobt.

Die einzelnen physikalischen Ansätze können nicht die ganze Komplexität des Windparks und die lokalen Eigenschaften des Wettermodells abbilden. Deshalb werden systematische Abweichungen zwischen der Prognose und Leistungsmessungen in einem letzten Schritt mittels **Model Output Statistic (MOS)** ausgeglichen. Diese Korrektur ist für jedes verwendete Wettermodell individuell, um mögliche Defizite bei der Modellierung von stabilen Schichtungen und des zugehörigen Windprofils zu behe-

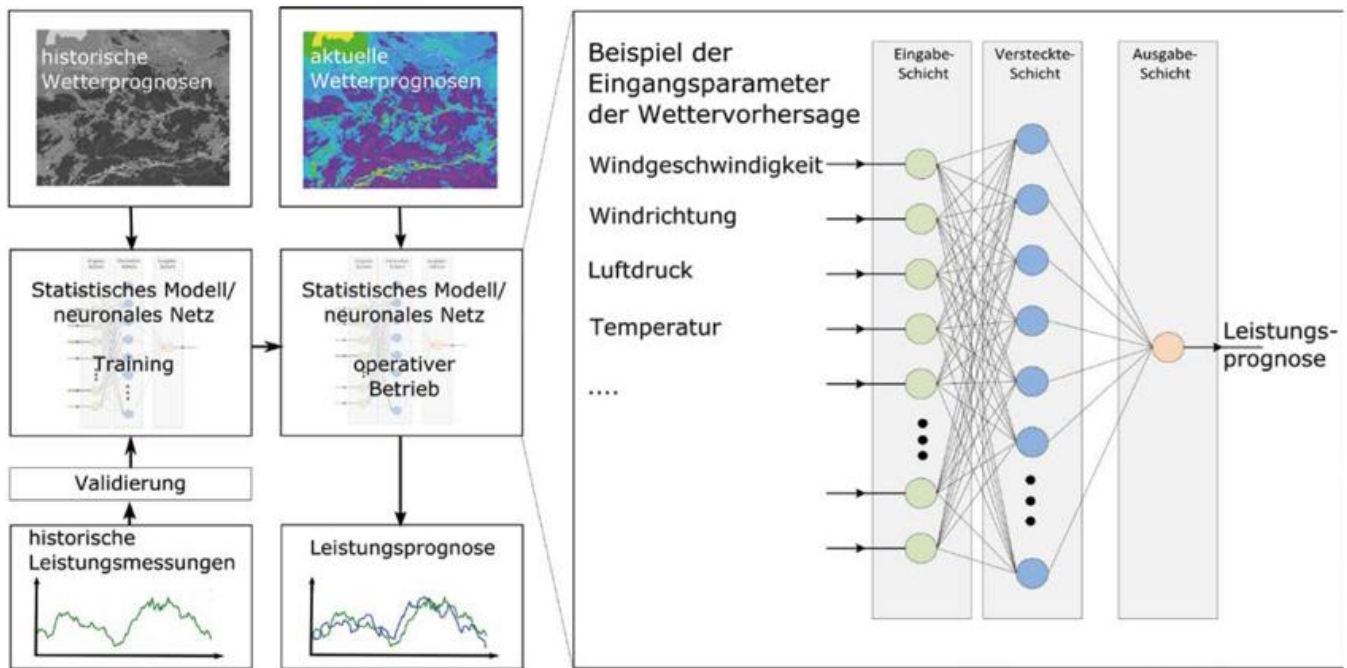


Abb. 5-4: Schematische Darstellung eines statistischen Windleistungsvorhersagemodells.

ben. Die einfachste Form ist ein lineares MOS um einen vorhandenen systematischen Fehler, entstanden durch das Wettermodell oder des physikalischen Modellansatzes, zu kompensieren. Hier kann mit ein bis zwei Jahren historischer Daten gearbeitet werden. Wichtig ist, dass gerade die hohen Leistungsbereiche ausreichend abgedeckt werden. Je nach Standort ist es notwendig die Komplexität des MOS zu erhöhen. Dies kann durch Berücksichtigung der saisonalen Einflüsse und des Tagesgangs mittels Sonnenstand oder Tageszeit/Jahreszeit geschehen.

### 3.2 Statistisches Model

Neben dem physikalischen Ansatz, der die gesamte Transformation von Windgeschwindigkeit in Leistung in jedem Einzelschritt möglichst genau nachbildet, setzt das statistische Modell (Abb. 5-4) bei der Abbildung auf eine Art multidimensionale Leistungskennlinie. Mit statistischen Verfahren wird hier die Abhängigkeit zwischen den Modellparametern des Wettermodells (Windgeschwindigkeit und -richtung, Temperatur, Luftdruck, Regen) und der gemessenen Leistung des Windparks beziehungsweise der Windkraftanlage modelliert. Hier ist es auch möglich Parameter mit unterschiedlichen Zeitversätzen, zum Beispiel Windvorhersage für die Stunde und die Stunde danach mit in die Vorhersage einfließen zu lassen (sogenannte „Time-Lags“), um systematische Zeitversätze im Wettermodell für den Standort zu korrigieren. Im Modell sind am Ende implizit die Einflüsse der Orographie, der Abschattungseffekte im Windpark und dem Regelverhalten der Windkraftanlagen vorhanden. Charakteristisch ist, dass die Daten des Wettermodells ohne eine vorherige Bearbeitung (zum Beispiel Interpolation) in das statistische Modell eingehen.

Als Modellansätze werden multilineare Modelle, aber auch, gerade wegen der Nichtlinearität der Leistungskennlinie

der Windkraftanlagen, neuronale Netze verwendet. Diese bilden die Struktur eines Gehirns mit Neuronen ab, die untereinander verknüpft sind. Die Eingangssignale laufen gewichtet in die Neuronen rein und werden, nachdem sie eine nichtlineare Transferfunktion passiert haben (die von der Form stark an eine Leistungskennlinie erinnert), an das nächste Neuron oder an den Ausgang des neuronalen Netzes weitergeleitet. So werden die Eingangsdaten Ebene für Ebene in die entsprechende Windleistung transformiert.

Das Training dieser statistischen Modelle erfolgt mit historischen Wertepaaren von Leistungsmessung und Wetterprognose. Beim neuronalen Netz werden die Wertepaare dem Modell solange präsentiert, bis die den Neuronen zugeordneten Gewichte so eingestellt sind, dass der Fehler zwischen der Ausgabe des neuronalen Netzes und den gemessenen Leistungswerten minimal ist. Danach kann das Modell in den operativen Betrieb übergehen, wo dann die Vorhersagen des Wettermodells eingehen und der entsprechende Leistungswert ausgegeben wird.

Die eigentliche Herausforderung bei den statistischen Modellen liegt

- a) in der Anpassung des Modells an die Daten (zum Beispiel Anzahl der gewählten Neuronen),
- b) in der Wahl des optimalen Trainingszeitraumes und
- c) in der Aufbereitung der Daten zur Erhöhung der Datenqualität.

Statistische Methoden im Allgemeinen und neuronale Netze im Besonderen neigen dazu, die Prozesse möglichst genau abzubilden. Jede Messung ist jedoch mit Rauschen verbunden, was bei einer zu perfekten Anpassung des Modells zu einer Abbildung des Rauschens bei der späteren Prognose führt (sogenanntes „Overfitting“). Hier gilt es, das neuronale Netz so zu optimieren, dass es möglichst gut

generalisiert, das heißt den gewünschten Wert ohne Rauschen wiedergibt.

Für das Training werden dem Modell typischerweise historische Daten von ein bis zwei Jahren präsentiert. So werden alle Jahreszeiten einmal abgedeckt; der Zeitraum aber auch einigermaßen kurz gehalten, um nicht zu viele Änderungen des Wettermodells oder der Windparkkonfiguration (Auf- und Abbau neuer und alter Windkraftanlagen) in den Zeitreihen zu haben.

Bei der Aufbereitung von Leistungsdaten müssen Abregelungen der Windkraftanlagen aus genehmigungsrechtlicher Sicht (zum Beispiel Schattenwurf oder Lärmbelastung) oder auf Grund von Einspeisemanagement des zuständigen Netzbetreibers ebenso wie komplette Abschaltungen (Wartung oder Notabschaltungen) an Hand der Daten erkannt und eliminiert werden. Hinzu kommen Änderungen in der Parksteuerung und oder der Parkkonfiguration, wenn neue Anlagen zugebaut werden beziehungsweise wenn alte Anlagen durch neue und größere ersetzt werden. Auch typische Probleme der Messtechnik wie Datenhänger, fehlerhafte Messwerte, etc. müssen herausgefiltert werden. Die Datenkontrolle erfolgt hierbei teils basierend auf Algorithmen; einige Situationen lassen sich bei geeigneter graphischer Auftragung besser per Hand bearbeiten. Generell gilt, dass der Prozess der Datenkontrolle für jeden Windpark sehr individuell durchgeführt werden muss.

### 3.3 Regionale Windleistungsvorhersagen

Bis vor Beginn der Direktvermarktung von Windstrom an der Strombörse wurden in Deutschland hauptsächlich nur

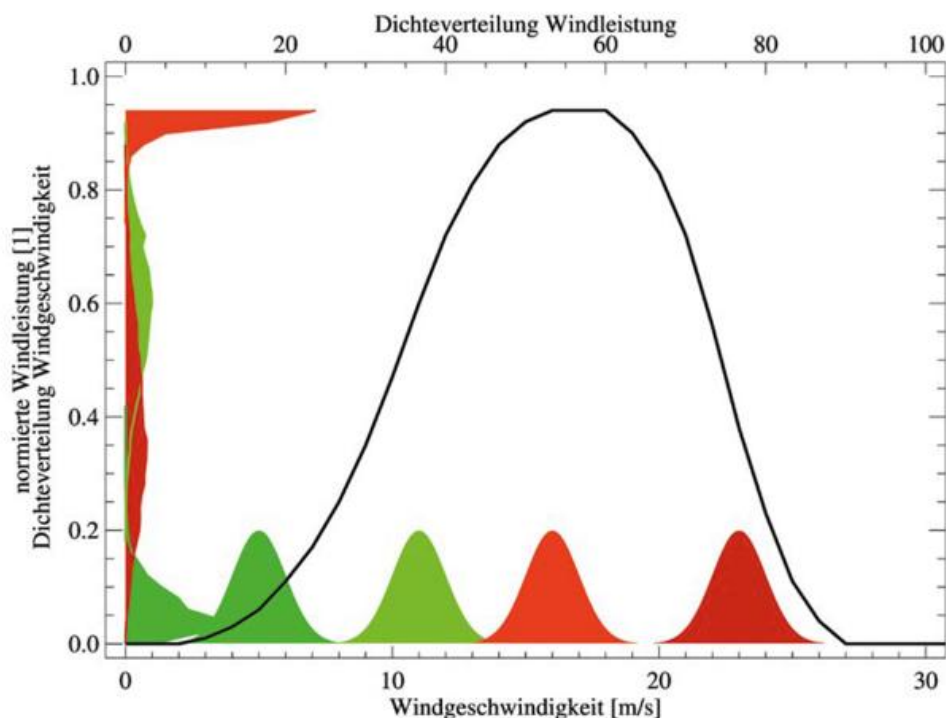


Abb. 5-5: Verzerrung der Dichtefunktionen von Windgeschwindigkeiten durch eine regionale Leistungskennlinie (MCLEAN 2008).

Windleistungsvorhersagen für einzelne Netzgebiete oder Gesamtdeutschland nachgefragt und angeboten. Bei regionalen Windleistungsprognosen gibt es drei unterschiedliche Varianten. Sie können i) strikt auf Prognosen für einzelne Parks (Referenzwindparks), die mit einem physikalischen oder statistischen Modell errechnet werden, und einem nachgeschalteten Hochrechnungsalgorithmus beruhen. Exemplarisch ist ein Hochrechnungsalgorithmus in Abschnitt 2 für die Bestimmung der Ist-Einspeisung dargestellt. In der rechenzeitaufwendigsten Variante ii) werden alle Windparks in einer Region mit einem physikalischen oder statistischen Modell berechnet, so dass kein Hochrechnungsalgorithmus mehr nötig ist. Diese Variante ist in Verbindung mit einem statistischen Modell (zumindest in Deutschland) nicht realistisch, da von allen Windparks Leistungszeitreihen zur Verfügung stehen müssten. Die Verwendung eines physikalischen Modells erfordert Kenntnis über sämtliche Windparkgeometrien und die Kennlinien der dort verbauten Windkraftanlagen. Auf Grund der sehr großen Anzahl an (auch kleinen) Windparks in Deutschland und des somit sehr großen finanziellen Aufwandes, wird diese Methode bei Prognosen für Regelzonen nicht verwendet.

Die dritte Variante ist als ein erweitertes physikalisches Modell zu sehen, denn für jede Gitterfläche des verwendeten Wettermodells, die in der betreffenden Region liegt, wird eine Windleistung errechnet. Dieses Modell wurde bereits in Promet, Jahrgang 37, Heft 3/4, im Zusammenhang mit Ensemble-Windleistungsvorhersagen (VON BREMEN und LANGE 2012) vorgestellt und verwendet. Die Ergebnisse in Abschnitt 4.1.2 beruhen auf diesem Modell. Aus der Grundgesamtheit aller bundesdeutschen Windkraftanlagen wird die installierte Leistung für jede

Gitterfläche des Wettermodells bestimmt und monatlich aktualisiert (WEA-Betreiberdatenbasis). Aus der WEA-Datenbank wird ebenfalls die mittlere Nabenhöhe aller Windkraftanlagen pro Gitterfläche ermittelt. Um leistungsstarke Anlagen stärker zu berücksichtigen wird eine entsprechende Wichtung implementiert. Für jede Gitterfläche werden die Windgeschwindigkeiten der umschließenden Modellflächen auf die Nabenhöhe in dieser Gitterfläche interpoliert. Die Umrechnung von Windgeschwindigkeit in Windleistung erfolgt mit einer regionalen Leistungskurve (MCLEAN 2008), die berücksichtigt, dass

i) es sich um ein Portfolio von unterschiedlichen Anlagen handelt,

- ii) Verluste durch Abschattungseffekte in Windparks und Netzverluste auftreten und
- iii) Windkraftanlagen im Falle des Überschreitens der Abschaltwindgeschwindigkeit nicht alle gleichzeitig vom Netz gehen.

In Abbildung 5-5 ist die hier verwendete regionale Leistungskurve gezeigt. Charakteristisch ist der Abfall der Windleistung ab 18 m/s, da davon ausgegangen werden kann, dass einige Windkraftanlagen in der Region auch viel höheren Windgeschwindigkeiten ausgesetzt sind und sich abschalten.

### 3.4 Kurzzeitprognose

Ein Sonderfall der Windleistungsprognose für Einzelstandorte oder Regionen ist die Kurzzeitprognose für Prognosehorizonte von 15 Minuten bis zu typischerweise acht Stunden. Modelle für kürzere Prognosehorizonte beruhen nicht auf Wetterprognosen und werden in diesem Kontext deshalb nicht behandelt. Die Kurzzeitprognose ist gerade an der Strombörse für den Intraday-Handel interessant und in diesem Zusammenhang besonders der Prognosehorizont von 1,5 Stunden.

Die Aktualisierungsrate ist gegenüber der Folgetagsprognose sehr hoch: Eine neue Prognose wird oftmals jede Viertelstunde ausgeliefert. Diese hohen Aktualisierungsraten sind gerechtfertigt, da neben der Wetterprognose, die maximal alle paar Stunden neu gerechnet wird, aktuelle Leistungsmessungen der vorherzusagenden Windparks mit in das Windleistungsprognosemodell einbezogen werden. Neben den Messungen am Windpark selber, was sowohl die Messungen der einzelnen Windkraftanlagen, als auch die des gesamten Windparks einschließt, werden teilweise auch „Offsite“-Messungen von anderen Windparks oder Windmessungen verwendet um die Prognosequalität zu erhöhen.

Als Modellansätze werden bei der Kurzzeitprognose vorwiegend statistische Methoden verwendet, da diese ohne große Aufwände ermöglichen, die Messungen als zusätzliche Eingänge mit in das Modell einzubeziehen. Es ist aber auch möglich, in einer Nachprozessierung Windleistungsprognosen eines physikalischen Modells und aktuell gemessene Windleistungen zu kombinieren. Mit zunehmendem Vorhersagezeitschritt nimmt der Beitrag (Wichtung) der gemessenen Windleistung ab und ist nach 8 Stunden nahezu bedeutungslos.

Bei der Kurzzeitprognose bietet es sich an, Wettermodelle mit häufiger Aktualisierung einzusetzen. Das COSMO-DE-Modell des DWD, das alle drei Stunden aktualisiert gerechnet wird und dessen Vorhersagen bereits spätestens nach 2 Stunden vorliegen, kommt hier häufig zum Einsatz.

### 3.5 Ensemble-Vorhersagen

Die Amplifikation von Analysefehlern ist eines der Grundprobleme in der numerischen Wettervorhersage und kann mit Ensemblevorhersagen begegnet werden (LEUTBECHER und PALMER 2008). Ensemblevorhersagen liefern Information zur Unsicherheit einer Vorhersage, so dass Entscheidungen unter einer Risikoabwägung, welche Wetterbedingungen eintreten werden oder nicht, getroffen werden können. Bezüglich Windleistungsvorhersagen gibt es bislang keine dokumentierten quantifizierbaren Entscheidungsprozesse, die auf Ensemblevorhersagen beruhen (VON BREMEN und LANGE 2012). Nichtsdestotrotz werden Konfidenzintervalle für Windleistungsvorhersagen nachgefragt und qualitativ benutzt. Selbst Informationen über die qualitative Nutzung sind nur schwer in Erfahrung zu bringen, da generell die operative Nutzung von Vorhersagen ein Betriebsgeheimnis darstellt. Manche Nutzer orientieren sich am 60 %-Quantil, wohingegen andere Nutzer bei risikoaffinen Entscheidungen eher auf die Breite des gesamten Kon-

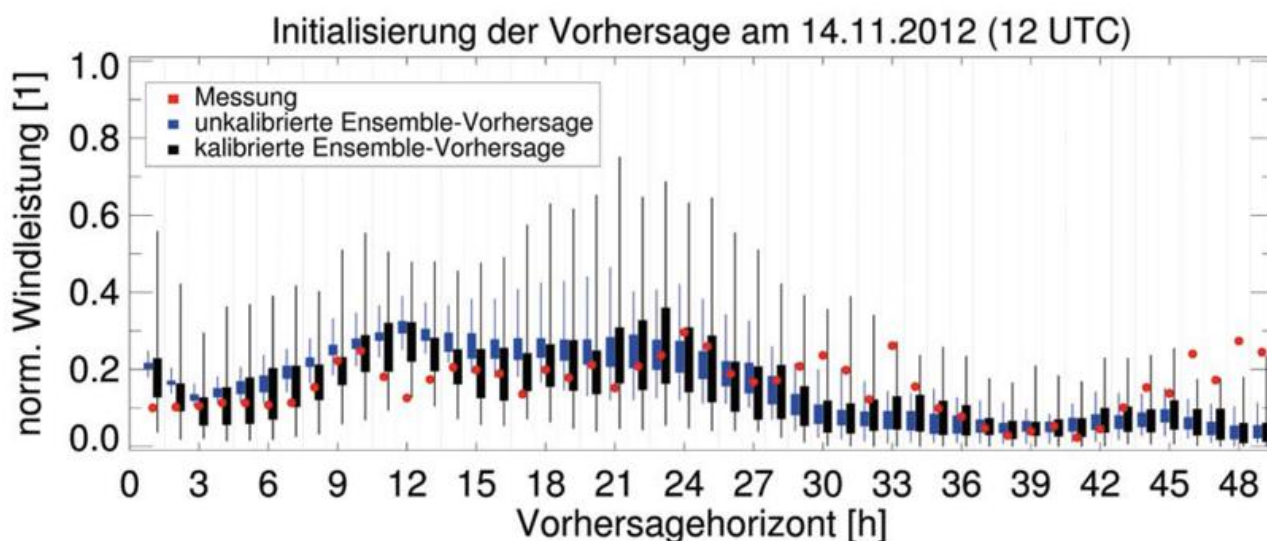


Abb. 5-6: Ensemblewindleistungsprognose (normiert auf Nennleistung) mit 50 %-Konfidenzintervall (dicker Balken) und 90 %-Konfidenzintervall eines Offshore-Windparks. Die gemessene Windleistung ist als rote Punkte, das unkalibrierte EZMW-Ensemble in blau und das kalibrierte in Ensemble in blau gekennzeichnet.

fidenzintervalls achten. Es ist generell zu erwarten, dass das Interesse an Ensemblevorhersagen zum Einsatz im Handel und der Netzbetriebsführung mit zunehmendem Anteil an Erneuerbaren steigen wird. Wichtig ist die enge Zusammenarbeit der Energiewirtschaft in Forschungsprojekten mit den Entwicklern von Ensemblevorhersagen (siehe Artikel von HAGEDORN et al. in diesem Heft), um die Stärken und ggf. Schwächen von Ensemblevorhersagen zu verstehen. Die stetige Verbesserung der Vertraulichkeit („reliability“) von Ensemblevorhersagen für die Energiewirtschaft durch neue Kalibrierungsmethoden trägt dazu bei, dass die Beachtung von Ensembles steigt. Denn unterdispersive Ensemblevorhersagen, die die Streuung der Ensemblemitglieder stark unterschätzen und somit die Beobachtungswerte häufig außerhalb liegen lässt, wirken auf Nutzer verständlicherweise wenig überzeugend. Gute Ergebnisse bei der Kalibrierung von Ensemblewindvorhersagen liefert die von (PINSON 2012) entwickelte AUV-Methode zur adaptiven Kalibrierung der u,v-Windkomponenten. Diese Methode liefert auch für offshore Wind- und Windleistungsvorhersagen sehr gute Ergebnisse (JUNK et al. 2014) und vergrößert die Ensemblestreuung, so dass die Beobachtungswerte nicht mehr außerhalb des Ensembles liegen (Abb. 5-6).

#### 4 Güte von Windleistungsvorhersagen

Abbildung 5-6 macht deutlich, dass der Fehler der Windleistungsprognose nicht allein von dem Fehler in der Windgeschwindigkeitsprognose abhängt, sondern auch von der mittleren Windgeschwindigkeit. In den unterschiedlichen Bereichen der Leistungskurve werden Windgeschwindigkeitsfehler entsprechend der Steigung der Leistungskurve ungleichmäßig stark verstärkt. Insbesondere im mittleren Teil der Leistungskurve führen Abweichungen von der prognostizierten Windgeschwindigkeit zu großen Unterschieden in der produzierten Windleistung, was durch die breite hellgrüne Dichtefunktion der Windleistung verdeutlicht wird. Im unteren Bereich und im Nennlastbereich (etwa 17 m/s) der Leistungskurve werden Fehler weniger stark verstärkt. Für Windgeschwindigkeiten >20 m/s sind die Auswirkungen auf den Windleistungsfehler vergleichbar groß wie im Bereich von 10 m/s, da diese regionale Leistungskurve berücksichtigt, dass einige Windkraftanlagen Windgeschwindigkeiten oberhalb ihrer Abschaltwindgeschwindigkeit ausgesetzt sind und aus dem Wind gedreht worden sind.

Fehler für Windleistungsprognosen werden üblicherweise als die Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers (**Root mean square error**, RMSE) angegeben. Der Fehler ist definiert als Vorhersage minus Beobachtung ( $f_c - obs$ ). Die in diesem Artikel angegebenen RMSE Werte sind dimensionslos, da die Abweichung zwischen Vorhersage und beobachteter Leistung relativ zur installierten Leistung betrachtet wird.

#### 4.1 Prognosen für den Folgetag und längere Vorhersagehorizonte

Der RMSE wird für jeden Vorhersageschritt berechnet und gegen den Vorhersagehorizont aufgetragen (Abb. 5-7). Die in diesem Abschnitt präsentierten Windleistungsvorhersagen sind mit Windgeschwindigkeiten des IFS (Integrated Forecast System) des Europäischen Zentrums für mittelfristige Wettervorhersage (EZMW) und des COSMO-EU des Deutschen Wetterdienstes (DWD) berechnet. Es standen jeweils die u,v-Windkomponenten auf Modellflächen für den 0 UTC-Vorhersagelauf zur Verfügung.

##### 4.1.1 Einzelstandorte

An der FINO1-Messplattform und dem meteorologischen Messmast in Karlsruhe stehen Windbeobachtungen in 100 m Höhe zur Verfügung, um Windprognosen in für die Windenergie relevanten Höhen zu validieren. Dabei wurden Windvorhersagen sowie die Messungen mit der regionalen Leistungskurve (Abb. 5-7) in Windleistung umgerechnet, um einen Prognosefehler für Windleistung angeben zu können. Von jedem Vorhersagemodell wurde der Gitterpunkt gewählt, der dem Messmasten am nächsten ist. In Abbildung 5-7 sind die RMSE-Prognosefehler für DWD stündlich bis zum Ende des Vorhersagelaufes (+78 Stunden) und für EZMW dreistündig bis +72 Stunden dargestellt. Es ist für FINO1 zu erkennen, dass zu Beginn der Vorhersage die Fehler von EZMW und DWD gleichauf liegen; dann jedoch der DWD-Fehler deutlich stärker steigt. Der DWD-Fehler erreicht bei Stunde +78 h fast den RMSE-Wert, der sich ergibt, wenn das klimatologische Mittel der Windgeschwindigkeit als Prognose benutzt wird (schwarz gepunktete Linie).

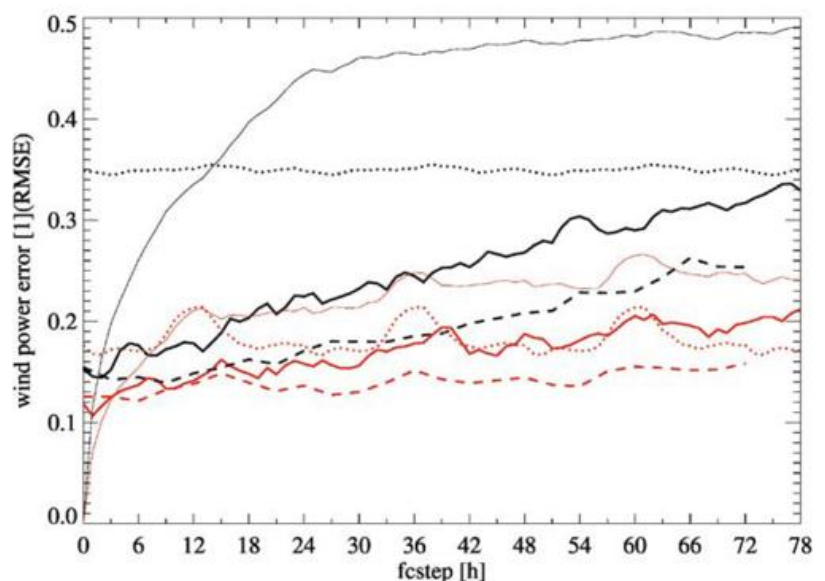


Abb. 5-7: RMSE für Windleistung (EZMW gestrichelt und DWD durchgezogen), normalisiert mit der installierten Leistung für FINO1 (schwarz) und Karlsruhe (rot) in den Jahren 2010-2012. Die Fehler der Persistenz sind dünn durchgezogen und der Fehler bei Annahme des klimatologischen Mittels als Vorhersage ist gepunktet dargestellt.

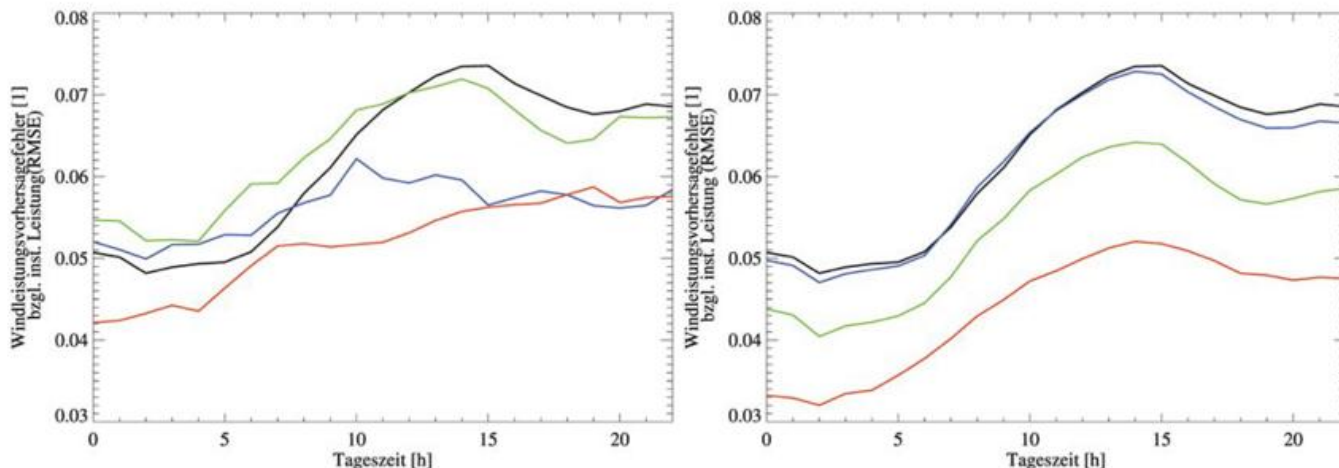


Abb. 5-8, links: Fehler der Windleistungsvorhersage für den Folgetag in den deutschen Regelzonen der Übertragungsbetreiber Tennet (schwarz), EnBW (blau), Amprion (grün) und 50Hertz (rot). Rechts: Verringerung des Vorhersagefehlers bei sukzessiver Hinzunahme einer Regelzone in gleicher Reihenfolge wie zuvor für den Zeitraum 2010-2012.

Der Vorhersagefehler  $RMSE^{clim}$  mit der klimatologisch mittleren Windgeschwindigkeit ist für Karlsruhe (rot gepunktet) nur etwa halb so groß wie für FINOI. Nur bis etwa 30 Stunden ist DWD besser als  $RMSE^{clim}$ . Der EZMW-Fehler liegt zwar immer unter  $RMSE^{clim}$ , zeigt jedoch nur eine sehr geringfügige Abhängigkeit vom Vorhersagezeitschritt. Dies deutet darauf hin, dass die limitierte Vorhersagbarkeit im Wesentlichen nicht durch mangelnde Vorhersagbarkeit der großskaligen Wettersituation, sondern vielmehr durch die schlechte Vorhersagbarkeit von lokalen Windbedingungen bestimmt wird. Der Messmast in Karlsruhe ist in eine komplexe Orographie eingebettet, so dass sich schon zur Initialisierung des Modells ein „Hintergrundfehler“ ergibt. Dieser „Hintergrundfehler“ ergibt sich, weil a) der Modellpunkt nicht exakt mit der Koordinate des Messmastes übereinstimmt und b) die Oberflächeneigenschaften des Modellpunktes die mittleren Eigenschaften der gesamten Modellgitterfläche repräsentieren, welche je nach Grad der Heterogenität deutlich von den Eigenschaften an einem einzelnen Standort abweichen kann.

Eine Vorhersage, die aus der Fortschreibung von aktuellen Messwerten (Persistenz) besteht, ist als dünne durchgezogene Linie für beide Standorte eingezeichnet. Für die ersten zwei Vorhersageschritte hat die Persistenz einen kleineren Fehler als DWD, steigt dann jedoch sehr steil an und ist bereits nach 15 Stunden schlechter als  $RMSE^{clim}$ .

#### 4.1.2 Deutschlandvorhersagen

Dem Fehler in der Windleistung für Einzelstandorte stehen wesentlich kleinere Fehler für Regionen beziehungsweise Gesamtdeutschland durch den Ausgleich unkorrelierter Vorhersagefehler gegenüber. Aus hochgerechneter Ist-Einspeisung und der veröffentlichten Folgetagsprognose für Deutschland wird der RMSE-Windleistungsfehler für jede Regelzone und für Gesamtdeutschland berechnet. Die Daten stammen von den Webseiten der Übertragungsbetreiber. Die Folgetagsprognose für die 50Hertz-Regelzone (Abb. 5-8, links) hat die höchste Genauigkeit gefolgt von

der Vorhersage für die EnBW-Regelzone. Der maximale Fehler tritt für Tennet am frühen Nachmittag auf (7,3 %).

Die Vorhersagefehler reduzieren sich sehr deutlich, wenn mehrere Regelzonen gemeinsam betrachtet werden und somit die Möglichkeit besteht, dass sich Vorhersagefehler ausgleichen (FOCKEN et al. 2002). Abbildung 5-8 (rechts) zeigt, dass die Kombination von Tennet (schwarz) und EnBW (blau) noch keine wesentliche Reduktion bringt, da die installierte Leistung in der EnBW-Regelzone nur etwa 4,4 % der Leistung von Tennet entspricht. Die Hinzunahme von Amprion (grün) verringert den gemeinsamen Prognosefehler erheblich. Die installierte Leistung im Amprion-Gebiet entspricht etwa 50 % der Tennet-Leistung. Eine ebenso starke (weitere) Reduktion zeigt sich, wenn ein Fehlerausgleich noch zusätzlich mit der 50Hertz-Regelzone (rote Linie) möglich ist. Der maximale RMSE tritt am frühen Nachmittag mit 5 % der installierten Leistung auf.

Die Prognosegüte von Wettervorhersagen hat sich in den vergangenen Jahrzehnten kontinuierlich verbessert. In diesem Abschnitt wird die Verbesserung der Windleistungsvorhersage durch bessere Windvorhersagen vorgestellt. Der Effekt auf die Verbesserung von Windleistungsprognosen muss jedoch von der Verbesserung der Windleistungsmodelle an sich und der stetig wachsenden Anzahl von Windkraftanlagen in Deutschland separiert werden, um die höhere Güte der Windleistungsprognose eindeutig dem verbesserten Wettermodell zuordnen zu können. Daher ist es nicht möglich, operationelle Windleistungsvorhersagen eines Anbieters oder die veröffentlichten Prognosen der ÜNBs zu verwenden. Vielmehr muss sichergestellt sein, dass in allen zu berücksichtigenden Jahren immer das gleiche Windleistungsvorhersagemodell ohne jegliche Änderungen verwendet wird, sich die Zahl und Verteilung der Windkraftanlagen nicht ändert, und auch die Verifikationsdaten von gleicher Qualität sind. Die Verteilung der Windkraftanlagen muss konstant bleiben, da der räumliche Ausgleich von Prognosefehlern verbessert werden könnte, wenn Anlagen dort aufgestellt werden, wo bislang keine existierten (FOCKEN et al. 2002).

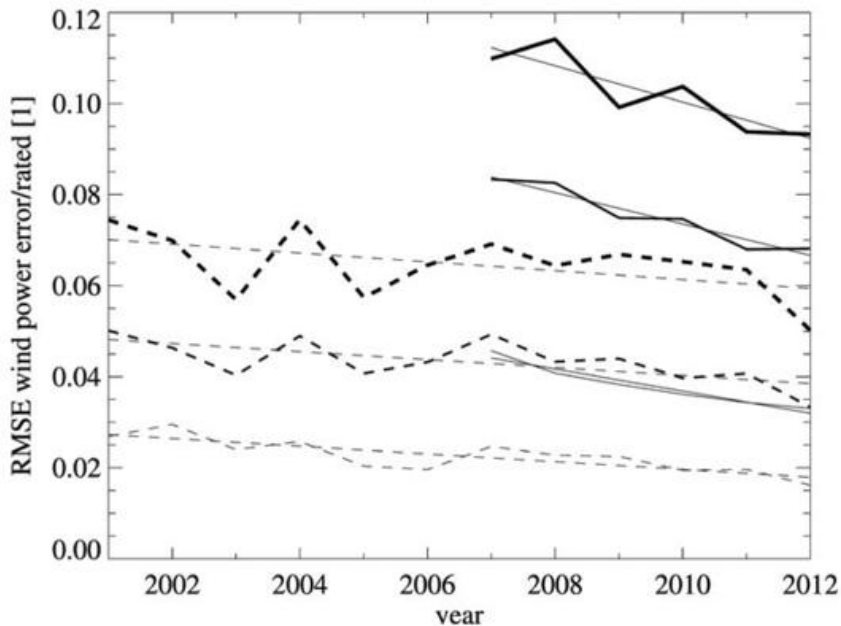


Abb. 5-9: Verbesserung der Vorhersagegüte der Windleistungsvorhersage für Deutschland in den letzten Jahren (EZMW gestrichelt und DWD durchgezogen) normiert mit der installierten Leistung. Der Zubau von Windleistung wurde bewusst nicht simuliert (Stand Januar 2007). Dünne Linien geben den Trend mittels linearer Regression an.

Die Verteilung der Windkraftanlagen in Deutschland wird somit auf dem Stand im Januar 2007 eingefroren, was dem Beginn der COSMO-EU-Daten entspricht. Verständlicherweise existieren keine Verifikationsdaten (Ist-Einspeisungen), so dass diese simuliert werden müssen. Hierzu werden die Windgeschwindigkeiten aus den Analysen des jeweiligen Wettermodells verwendet, um eine „Ist“-Einspeisung zu berechnen. Für die Vorhersagetage D+1 bis D+3 zeigt sich für DWD und EZMW eine sehr deutliche Verringerung (Abb. 5-9) des mittleren jährlichen Vorhersagefehlers in den letzten 6 beziehungsweise 12 Jahren. Der Trend in der Verringerung des mit der installierten Leistung normierten RMSE ist bei DWD mit 0,28 % pro Jahr wesentlich höher als bei EZMW mit 0,08 % pro Jahr. Es muss jedoch beachtet werden, dass der Unterschied im Vorhersagehorizont bei etwa gleicher Vorhersagequalität etwa 1 Tag beträgt und somit bei DWD ein wesentlich höheres Verbesserungspotential zur Verfügung steht und konsequent genutzt wird.

#### 4.2 Kurzfristprognosen

Die Kombination aus gemessenen Leistungswerten und der Wetterprognose ermöglichen es den Prognosefehler im Kurzfristbereich stark zu verringern. In Abbildung 5-10 ist die Reduzierung des Prognosefehlers durch aktuelle Leistungsmessungen sehr gut für die Regelzone von TenneT in Abhängigkeit vom Prognosehorizont zu erkennen. Bei sehr kurzen Prognosehorizonten kommt es hier zu einer erheblichen Verbesserung, da die Prognosen sehr stark an die aktuellen Messungen herangezogen werden. Dies ist vergleichbar mit einer auf Persistenz beruhenden Vorhersage. Der vergleichsweise hohe Fehler der nur auf COSMO-DE beruhenden Kurzfristprognose, deutet darauf hin, dass die COSMO-DE-Windvorhersagen selbst bei sehr

kurzen Vorhersageschritten eine große Differenz zu den real vorherrschenden Windbedingungen bzw. Windleistungseinspeisungen aufweist. Solch ein „Hintergrundfehler“ in den Windleistungsprognosen wurde bereits in Abschnitt 4.1.1 in Verbindung mit Einzelstandorten diskutiert. Die Modellunsicherheit des Windleistungsvorhersagemodells (neuronales Netz) bei Umrechnung von Windgeschwindigkeit in Windleistung fließt mit in den „Hintergrundfehler“ ein.

#### 5 Operationeller Betrieb

Neben der Vorhersagegüte von Windleistungsprognosen hat die zuverlässige Bereitstellung von Windleistungsprognosen einen hohen Wert für die Kunden (zum Beispiel Direktvermarkter, Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber), denn gute und aktuelle Windleistungsprognosen sind sehr oft ein wichtiger Bestandteil im

Geschäftsmodell bzw. relevant für Entscheidungen in der Betriebsführung. Die genaue Realisierung wie Windleistungsprognosen dem Kunden zugänglich gemacht werden, sind oft sehr kundenspezifisch. Jedoch sind zwei grundlegende Strategien zu beobachten: i) Die Windleistungsprognose wird beim Prognoseanbieter berechnet und den Kunden bereitgestellt oder ii) die Prognosesysteme laufen direkt beim Kunden auf.

Bei der ersten Variante erfolgt die Bereitstellung der Windleistungsprognose über eine Web-Plattform, auf der sich die Kunden die aktuelle Prognose für ihre Windparks anzeigen lassen können oder es werden die aktuellen Prognosen als Datei verschickt beziehungsweise ausgetauscht. Der Abruf von Wettervorhersagen bei den Wetterdiensten, die Berechnung der Windleistungsprognose und die Nachprozessierung, wie zum Beispiel die Kombination von verschiedenen Wettermodellen, finden direkt beim Prognoseanbieter statt. Dadurch ist der Anbieter in der Lage Aktualisierungen seines Modells schneller anzubieten oder bei kritischen Wettersituationen per Hand in die Leistungsprognose einzugreifen.

Die zweite Variante, die Berechnung der Windleistungsprognose beim Kunden und auf dessen IT-Systemen, wurde und wird teilweise noch bei den Übertragungsnetzbetreibern verwendet. Vorteile sind hier eine bessere Integration in die Netzleitwarte und eine geringere Abhängigkeit gegenüber Dritten, da ein Glied der Prognosekette sich nunmehr direkt beim Kunden befindet. Der Kunde ist dann „nur noch“ von der Lieferung von Wetterdaten durch die Wetterdienste abhängig, um das vom Prognoseanbieter bereitgestellte Windleistungsvorhersagemodell zu rechnen. Derart wird die uneingeschränkte Verfügbarkeit von Windleistungsprognosen erhöht, insbesondere wenn der

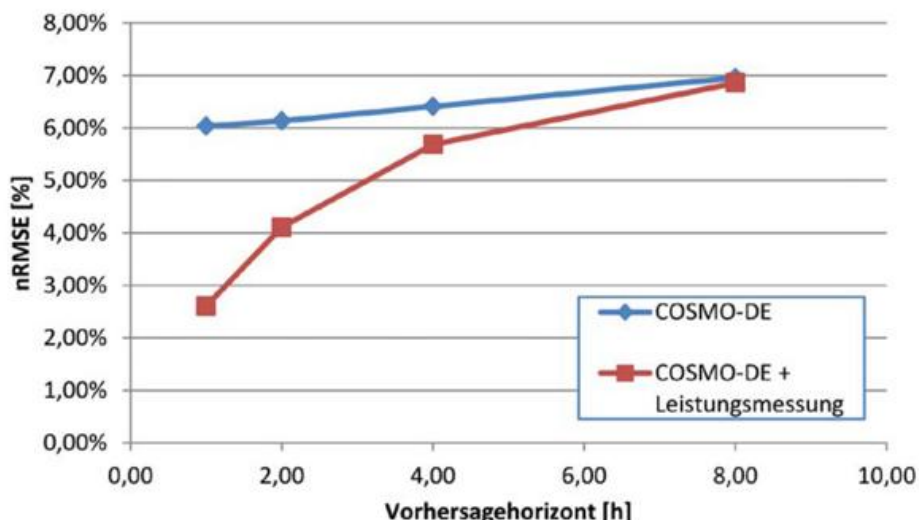


Abb. 5-10: RMSE der Windleistungsvorhersage für die TenneT-Regelzone, normiert mit der installierten Leistung in Abhängigkeit des Prognosehorizonts. Die rote Linie zeigt den Prognosefehler, wenn zusätzlich Leistungsmessungen des jeweiligen Referenzwindparks verwendet werden, die blaue wenn nur das Wettermodell COSMO-DE eingesetzt wird.

Kunde Wetterprognosen von verschiedenen Wetterdiensten direkt bezieht.

In der Praxis haben viele Kunden Windleistungsprognosen verschiedener Anbieter mit teilweise mehreren Wettermodellen zur Verfügung. Oftmals entwickelt der Kunde ein eigenes Ranking der Prognosequalität beziehungsweise erstellt eine Metaprognose mittels Gewichtung der Einzelprognosen. Die Gewichtung kann sich ändern und wird durch die Vorhersagegenauigkeit in der jüngeren Vergangenheit (etwa ein Monat) bestimmt. Zudem betrachtet der Kunde die Einzelprognosen als ein Multi-Model-Ensemble zur Abschätzung, ob die Vorhersagbarkeit von Windleistung gut ist beziehungsweise weniger gut (bei hohen Abweichungen der Einzelprognosen voneinander).

Windleistungsvorhersagen sind heute Ausgangspunkt für mehrere Dienstleistungen. Oftmals werden nicht einfach nur Prognosen für Windenergie berechnet und ausgeliefert, sondern es werden weitere Leistungen angeboten wie zum Beispiel Prognosen für Solarenergie (PV), telefonische Beratung insbesondere in extremen Wettersituationen und Mitarbeiterschulungen zum Umgang mit den Prognosen. Mittlerweile werden Windleistungsprognosen in Kombination mit virtuellen Kraftwerken angeboten. In diesem Fall besitzen die Kunden weitere erneuerbare oder konventionelle Erzeugungsanlagen beziehungsweise haben einen regelbaren Stromverbrauch, so dass der Fahrplan des virtuellen Kraftwerks auf die Einspeiseprognose für die Windkraftanlagen zugeschnitten werden kann.

Nicht alle Anbieter von Windleistungsprognosen generieren die Prognosen aus Daten der numerischen Wettervorhersage der Wetterdienste, denn es besteht durchaus die Möglichkeit, mit eigenen mesoskaligen Atmosphärenmodellen, die Vorhersagen der Wetterdienste zu verfeinern. Der entscheidende Vorteil ist, dass direkte Änderungen in den physikalischen Parametrisierungen insbesondere in der

atmosphärischen Grenzschicht getestet und optimiert werden können, was sonst nur als Nachprozessierung möglich ist. Durch die Leistungssteigerungen in der Computertechnologie ist es somit sogar möglich außerhalb von großen Rechenzentren der Wetterdienste auf Windleistungsprognosen optimierte Ensemble-Prognosen zu rechnen.

### 6 Fazit

Kommerzielle Vorhersagen der Windenergieeinspeisung, die aus Daten der Numerischen Wettervorhersage errechnet werden, sind seit etwa 15 Jahren bei Übertragungsbetreibern im Einsatz, um die Netzintegration von Windstrom in

das Stromversorgungssystem zu ermöglichen. Dabei werden Windleistungsvorhersagemodelle grob in physikalische und statistische Verfahren unterteilt. Oftmals liegen aber auch hybride Formen vor.

Ging es vor 15 Jahren vorrangig um die Aspekte Netzstabilität, ist heute in großem Maße der gesamte Stromhandel von der für morgen prognostizierten Verfügbarkeit von Windstrom abhängig. Das heißt, die Prognose von Windstrom bestimmt, welche konventionellen Kraftwerke zum Einsatz kommen, ob Windstrom ins Ausland exportiert wird und ob im Rahmen von virtuellen Kraftwerken der Strombedarf von bestimmten Verbrauchern gesteuert wird. Es ist unmittelbar klar, dass die Prognosegüte von Windstrom (und Solarstrom) hier eine sehr große Bedeutung zukommt, den Marktwert von Wind- und Solarenergie zu erhöhen, denn Prognosefehler können a) teuer sein, wenn sehr viel Energie kurzfristig konventionell zur Verfügung gestellt werden muss und b) die Netzstabilität gefährden, wenn ein nötiger Ausgleich unmöglich ist.

Nutzer und Anbieter berichten von deutlichen Verbesserungen in der Qualität von Windleistungsvorhersagen. Jedoch ist eine objektive Betrachtung schon allein aus dem Grund nicht möglich, weil sich die Zahl der Windkraftanlagen und deren räumliche Verteilung massiv in den letzten 15 Jahren verändert haben. Da zudem auch keine homogene Datenbasis für eine Verifikation zur Verfügung steht, ist in diesem Artikel aufgezeigt worden, welche Verbesserungen der Vorhersagequalität durch verbesserte Wettermodelle erklärt werden können. Für die Folgetagsprognose ergibt sich für EZMW und DWD eine jährliche Verringerung des mit der installierten Leistung normierten RMSE von 0,08 beziehungsweise 0,28 % pro Jahr. Es kann erwartet werden, dass in den kommenden Jahren der Fehler in der Windleistungsvorhersage, der durch Ungenauigkeiten in der Windvorhersage entsteht, weiter stark gesenkt wird. Die enge Kooperation des Deutschen Wetterdienstes mit Anbietern

und Entwicklern von Prognosen für Erneuerbare Energien lässt dies erwarten. Die aktuellen Forschungsarbeiten dazu werden von HAGEDORN et al. in diesem Heft dargestellt.

Die Potentiale in der Verbesserung der Windleistungsprognosemodelle an sich ergeben sich insbesondere aus mehr frei zugänglichen Leistungsmessdaten und deren Qualitätssicherung, um die Windleistungsmodelle genauer an spezifische Standorte und Windparks anpassen zu können. Dann ist es möglich quantitative Aussagen zu treffen, in welchen Situationen Datengrundlage, Windleistungsprognosemodell oder Wettermodell das größte Verbesserungspotential besitzt und wie es ausgeschöpft werden kann. Ebenfalls fällt es in das Feld der Entwickler von Windleistungsprognosemodellen, Ensembles aus mehreren Wettermodellen, das heißt deren Kombination zu optimieren (LANGE et al. 2006) und den Nutzern die Vorteile der probabilistischen Vorhersage für energiewirtschaftliche Entscheidungen näher zu bringen.

## Literatur

- FOCKEN, U., LANGE, M., MONNICH, K., WALDL, H.-P., BEYER, H., LUIG, A., 2002: Short-term prediction of the aggregated power output of wind farms: a statistical analysis of the reduction of the prediction error by spatial smoothing effects. *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.* **90**, 3, 139–249.
- LANGE, M., FOCKEN, U., 2005: Physical Approach to Short-Term Wind Power Prediction. *Springer, Berlin, Heidelberg, New York.*
- GIEBEL, G., BROWNSWORD, R., KARINIOTAKIS, G., DENHARD, M., DRAXL, C., 2011: The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power A Literature Overview, 2nd Edition. Project report for the Anemos.plus and SafeWind projects. *Riso, Roskilde, Denmark.*
- LANGE, M., FOCKEN, U., MEYER, R., DENHARD, M., ERNST, B., BERSTER, F., 2006: Optimal Combination of Different Numerical Weather Models for Improved Wind Power Predictions. 6th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Delft.
- ECOFYS, 2011: Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach EEG 2009 - Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2009 und 2010. Projektbericht für *Bundesverband Windenergie e.V.*, Berlin.
- MCLEAN, J. R., 2008: Equivalent Wind Power Curves. *TradeWind-Project*, Deliverable D2.4.
- PINSON, P., 2012: Adaptive calibration of (u,v)-wind ensemble forecasts. *Quarterly Journal Royal Meteorological Society* **138**, 1273–1284.
- MÖHRLEN, C., PAHLOW, M., JOERGENSEN, J.U., 2012: Untersuchung verschiedener Handelstrategien für Wind- und Solarenergie unter Berücksichtigung der EEG 2012 Novellierung. *Z. Energiewirtschaft.* **36**, 9–25.
- WEA-Betreiberdatenbank: <http://www.btrdb.de/sto.html>, Jochen Keiler.
- BREMEN, L.V., LANGE, M., 2012: Ensemble-Prognosen der Windleistung für Anwendungen in der Energiewirtschaft. *Promet* **37**, 3/4, 5–16
- JUNK, C., BREMEN, L.V., SPÄTH, S., KÜHN, M., HEINEMANN, D., 2014: Comparison of post-processing methods for the calibration of 100 m wind ensemble forecasts at off- and onshore sites. *J. Appl. Meteor. Climatol.* **53**, 950–969.
- LANGE, B., WALDL, H.-P., GUERRERO, A.G., HEINEMANN, D., BARTHELMIE, R.J., 2003: Modelling of Offshore Wind Turbine Wakes with the Wind Farm Program FLaP. *Wind Energy* **6**, 1, 87–104.
- LEUTBECHER, M., PALMER, T.N., 2008: Ensemble Forecasting. *Journal of Computational Physics* **227**, 3515–3539

# 6

H.-T. MENGELKAMP

## Wind-, Ertrags- und Erlösgutachten für Windenergieanlagen

Wind potential, energy yield and revenue estimation for wind turbines

### Zusammenfassung

Mit der rasanten Entwicklung der Windenergieindustrie in den letzten beiden Dekaden, der zunehmenden Größe von Windenergieanlagen (WEA) und deren häufigeren Errichtung auch in komplexem Gelände sind die Anforderungen an die Bestimmung des Windpotentials und des zu erwartenden Ertrages gestiegen. Der Einsatz von komplexen CFD-Modellen (Computational Fluid Dynamics) und Fernerkundungsverfahren macht oftmals erst eine einigermaßen zuverlässige Aussage über das vertikale Windprofil bis in Höhen von 200 m möglich. Standortbezogene Windmessungen über einen relativ kurzen Zeitraum erfordern eine Transformation auf einen ausreichend langen Zeitraum, der für die zukünftige Betriebsdauer einer Windenergieanlage repräsentativ ist. Die Bestimmung des vertikalen Windprofils und der Langzeitbezug sind die kritischen Aufgaben bei der Bestimmung des Windpotentials. Über die Häufigkeitsverteilung der langjährigen mittleren Windverhältnisse in Kombination mit der Leistungskennlinie einer WEA wird der zu erwartende Ertrag [MWh/a] bestimmt. Dies ist bei einer fixen Einspeisevergütung ausreichend zur Berechnung des zu erwartenden Erlöses [€/a]. Mit Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung ist der Erlös abhängig vom schwankenden Strompreis. Damit wird der Übergang von einer Darstellung über die Häufigkeitsverteilung zur Zeitreihenanalyse von Windgeschwindigkeit, Ertrag und Strompreis zwingend.

### Summary

The wind industry faced a dramatic development during the last two decades. Wind turbines became larger with respect to their rated power and hub height and an increasing number of turbines is installed over rather complex terrain. Quite often the estimation of the wind potential and the electricity production to be expected up to 200 m height above the surface is only reasonable with the operation of complex CFD-simulation models (Computational Fluid Dynamics) and remote sensing devices. Site-specific short-term wind measurements require a long-term correlation in order to represent the wind potential over a period representing the lifetime of a wind turbine. The vertical wind profile and the long-term correlation are critical for the wind potential estimation and often pose a challenge. The mean energy yield [MWh/a] results from a combination of the frequency distribution of wind speed and the power curve of a wind turbine. With a fixed feed-in tariff the revenue [€/a] of a wind project can be estimated directly from the mean yield. However, the upcoming compulsory direct marketing of electricity from wind makes the revenue dependent on the variable spot market price. This makes a transition indispensable from frequency distributions to the analysis of time series of the wind speed, the electricity production and its market price.

### 1 Einleitung

Die Nutzung des Windes zur Erzeugung von Strom begann in Deutschland vor etwa 35 Jahren um 1980 mit der Errichtung eines Testfeldes für kleine Windenergieanlagen auf Pellworm (MENGELKAMP 1986, 1988) und dem Bau des GROWIAN (Große WindenergieAnlage) im Jahre 1982 (RAVE und RICHTER 2008). Auch wenn diese ersten Versuche nicht sonderlich erfolgreich verliefen, ist die Windenergie seitdem zu einem bedeutenden Wirtschaftsfaktor geworden. Wie bei jeder anderen Investition sind die Renditeerwartung und das Risiko die entscheidenden Faktoren für den Projekterfolg. Das während der Betriebszeit einer Windenergieanlage zu erwartende Windpotential bestimmt die Rendite, das Risiko ist durch die Unsicherheit der Bestimmung des Windpotentials gegeben. Mit zunehmender

Verpflichtung zum Marktwettbewerb werden unsichere Strompreisentwicklungen zum Risiko beitragen. Zuverlässige Winddaten und verifizierte Strömungsmodelle sind unerlässlich, um das Risiko bei immer größer werdenden Investitionen in akzeptablen Grenzen zu halten. Es verwundert deshalb nicht, dass sich parallel zur Windindustrie die Anforderungen an die Windenergie-Meteorologie zur möglichst genauen Bestimmung des Windpotentials entwickelt haben. Windmessungen mit Fernmessverfahren (Lidar und Sodar) und der Einsatz hochkomplexer Simulationsmodelle gehören mittlerweile zum Standard.

Unterschiedliche meteorologische Analysen sind bei der Entwicklung eines Windkraftprojektes gefragt (BROWER 2012). In einem sehr frühen Stadium der Standortsuche werden zunächst vorhandene Windinformationen geprüft.

Reanalysedaten und Modellierungen mit einem Mesoskala-Modell liefern zusätzliche Information über die regionale Verteilung des Windangebotes. Die Detailplanung für eine einzelne Windenergieanlage oder einen Windpark erfordert lokale Windmessungen und/oder Strömungssimulationen auf der Mikroskala. Zur Beurteilung der Standsicherheit einer Windenergieanlage werden unter anderem Informationen über die Turbulenzintensität, Maximalwindgeschwindigkeiten und Maximalböen sowie über die Schräganströmung und Windscherung gefordert. Während des Betriebs eines Windparks stellen die Kurzfristvorhersage (von etwa 15 Minuten bis 6 Stunden) und die Folgetagprognose (bis 48 Stunden) der Windgeschwindigkeit und der daraus folgenden Stromerzeugung einen wesentlichen Informationsbedarf für die Vermarktung an der Strombörse dar.

Informationen über das Windpotential über einen großen räumlichen und zeitlichen Skalenbereich sind eine Herausforderung für die Windenergie-Meteorologie. In diesem Beitrag wird zunächst die Bestimmung des langjährig zu erwartenden mittleren Windpotentials behandelt und die darauf aufbauende Berechnung des mittleren jährlich zu erwartenden Stromertrages. Diese Information ist für den Standort einer jeden Windenergieanlage in deren jeweiliger Nabenhöhe für Planungs- und Finanzierungszwecke erforderlich. Bei einer fixen Einspeisevergütung kann der Erlös [€/a] linear aus dem elektrischen Ertrag [MWh/a] abgeleitet werden. Bei der im Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014) vorgesehenen verpflichtenden Direktvermarktung ist der Erlös abhängig von einem schwankenden Strompreis. Der Übergang von den bisherigen Wind- oder Ertragsgutachten zu Erlösgutachten erfordert den Wechsel von der statistischen Darstellung des langjährigen Windpotentials zur Analyse von Zeitreihen der Windgeschwindigkeit, des Ertrages und des Strompreises.

Die Bestimmung des Windpotentials an einem für die Errichtung einer Windenergieanlage (WEA) vorgesehenen Standort in der heute typischen Nabenhöhe zwischen 80 m und 160 m über Grund für den Betriebszeitraum der zukünftigen etwa 25 bis 30 Jahre stellt also die Herausforderung dar. Dabei wird die grundsätzliche Annahme gemacht, dass das Windklima eines ausreichend langen Zeitraumes in der Vergangenheit, gegeben durch die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit und Windrichtung, repräsentativ ist für das Windklima im zukünftigen Betriebszeitraum.

Üblicherweise sind langjährige Windmessungen an vorgesehenen WEA-Standorten nicht vorhanden. Das mittlere langjährige Windpotential muss also aus Winddaten abgeleitet werden, die entweder nur kurzzeitig am Standort gemessen wurden oder von standortfernen Messungen stammen. Im ersten Fall ist die Kurzzeitmessung auf einen Referenzzeitraum zu übertragen, der dem Betriebszeitraum einer WEA entspricht. Im zweiten Fall ist das berechnete Windpotential mit einem Strömungsmodell auf den Standort zu übertragen und mit einer standortspezifischen Wind-

information zu verifizieren. Die Windinformation kann eine extra durchgeführte kurzzeitige Windmessung in der Nähe der geplanten WEA sein oder auch aus Ertragsdaten einer standortnahen WEA abgeleitet werden, die bereits in Betrieb ist. Auch die zur Verifizierung einer Strömungssimulation verwendete Windinformation muss einen langjährigen Zeitraum repräsentieren.

Grundlagen zur Bestimmung des Windpotentials sind in der Technischen Richtlinie TR6 der FGW (2014) aufgeführt. Hier werden die Anforderungen an Windmessungen, deren Qualität und Langzeitbezug sowie Verfahren zur Bestimmung des Windpotentials und zur Berechnung des zu erwartenden Ertrages von Windenergieanlagen beschrieben. Eine Aufzählung möglicher Unsicherheitskomponenten sowie eine Berechnungsvorschrift zur Bestimmung der Gesamtunsicherheit sind ebenfalls Inhalt.

## 2 Strömungsmodelle

Zur Bestimmung des Windpotentials an einem geplanten WEA Standort eingesetzte Modelle basieren auf drei unterschiedlichen theoretischen Ansätzen. Massenkonsistente Modelle wie NOABL (PHILIPS 1979) spielen eine untergeordnete Rolle, da das Ergebnis wesentlich von den Eingangsdaten abhängt und diese in der Regel nicht mit ausreichender Genauigkeit zur Verfügung stehen. Modelle, die eine linearisierte Form der Navier-Stokes-Gleichungen lösen, beruhen auf einer Theorie von JACKSON und HUNT (1975) und wurden von TAYLOR et al. (1983) und TROEN und PETERSEN (1989) für die Anwendung in der Windindustrie angepasst. Neben der Massenkonsistenz wird in diesen Modellen auch die Impulserhaltung berücksichtigt. Wegen der einfachen Parametrisierungen (siehe Kapitel 2.1) ist die Anwendbarkeit dieser Modelle auf einfaches bis mäßig komplexes Gelände beschränkt. Seit etwa 10 Jahren werden CFD-Modelle (Computational Fluid Dynamics), die ursprünglich für technische Anwendungen gedacht sind, auch zur Simulation von Luftströmungen eingesetzt (MORENO et al. 2003). Alle diese Modelle gehen von einer neutral geschichteten atmosphärischen Grenzschicht aus und berechnen Störungen eines vorgegebenen Windfeldes durch Geländeunebenheiten. CFD-Modelle (siehe Kapitel 2.2) können sehr komplexe Strömungen simulieren. Neueste Entwicklungen erlauben bei einigen CFD-Modellen die Berücksichtigung unterschiedlicher Stabilitätszustände.

### 2.1 WAsP

Das Modell von Troen und Petersen (1989) wird unter dem Namen WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Programme) vertrieben und ist seither das populärste Programm zur Berechnung des Windpotentials. WAsP überträgt in zwei Stufen eine in Bodennähe gemessene Windstatistik (zum Beispiel an einer Wetterstation) auf einen anderen Standort (Standort der geplanten WEA) unter Berücksichtigung von Hindernis-, Rauigkeits- und Oro-

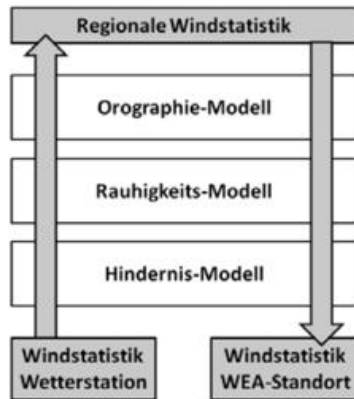


Abb. 6-1: Prinzip des Programms WASP.

graphieeffekten (TROEN 1996). Zunächst wird die von diesen Effekten beeinflusste gemessene Windstatistik von allen lokalen Effekten bereinigt (linker Strang in Abb. 6-1) und es wird eine Windstatistik berechnet, die die regionalen Windverhältnisse in der weiteren Umgebung des Messstandortes repräsentiert. Die so bereinigte Windstatistik wird im 2. Schritt (rechter Strang in Abb. 6-1) mit den Einflüssen (Hindernisse, Rauigkeit, Orographie) am Standort der geplanten WEA beaufschlagt. Zur Berücksichtigung von Hindernis-, Rauigkeits- und Orographieeffekten werden einfache Parametrisierungen verwendet.

Die Änderung  $\Delta u$  [m/s] der Windgeschwindigkeit  $u$  [m/s] durch Hindernisse wird mit einem Ansatz von PERERA (1981) beschrieben:

$$\frac{\Delta u}{u} = 9,8 \left( \frac{z_a}{h} \right)^{0,14} \frac{x}{h} (1-P) \eta \exp(-0,67 \eta^{1,5}) \quad (1)$$

mit 
$$\eta = \frac{z_a}{h} \left( \frac{0,32}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \frac{x}{h} \right)^{-0,47}$$

Hierbei beschreibt  $P$  ( $0 \leq P \leq 1$ ) die Porosität des Hindernisses,  $h$  [m] seine Höhe und  $x$  [m] den Abstand zwischen der zu korrigierenden Messung und dem Hindernis.  $z_a$  [m] ist die Höhe der Messung und  $z_0$  [m] die Rauigkeitslänge. Bei den heute üblichen Nabenhöhen spielen Hindernisse nur mehr bei der Korrektur bodennaher Windmessungen (linker Strang in Abb. 6-1) eine Rolle.

Der Einfluss von Rauigkeitsänderungen auf das vertikale Windprofil wird stückweise mit einem logarithmischen Ansatz beschrieben (RAO et al. 1974):

$$u(z) = \begin{cases} u' \frac{\ln(z/z_{01})}{\ln(c_1 h/z_{01})} & \text{für } z \geq c_1 h \\ u'' + (u' - u'') \frac{\ln(z/c_2 h)}{\ln(c_1/c_2)} & \text{für } c_2 h \leq z < c_1 h \\ u'' \frac{\ln(z/z_{02})}{\ln(c_2 h/z_{02})} & \text{für } z < c_2 h \end{cases} \quad (2)$$

mit 
$$u' = \frac{u_{*1}}{\kappa} \ln \frac{c_1 h}{z_{01}} \quad u'' = \frac{u_{*2}}{\kappa} \ln \frac{c_2 h}{z_{02}}$$

und  $c_1 = 0,3$ ;  $c_2 = 0,09$ . Abb. 6-2 zeigt die entsprechende Entwicklung einer internen Grenzschicht beim Übergang der Luftströmung von einem Gebiet mit der Rauigkeit  $z_{01}$  auf ein Gebiet mit der Rauigkeit  $z_{02}$ . In Windrichtung wird sich nach dem Rauigkeitswechsel eine interne Grenzschicht mit der Höhe  $h$  entwickeln (PANOFSKY 1972). Oberhalb dieser Grenzschicht wird noch das Windprofil herrschen wie es sich vor dem Rauigkeitswechsel mit der Rauigkeitslänge  $z_{01}$  eingestellt hatte. Unterhalb der Grenzschicht in einer Übergangszone wird das Windprofil gestört sein und in Bodennähe wird sich das Profil auf die neue Rauigkeit  $z_{02}$  einstellen.

Oberhalb der atmosphärischen Grenzschicht, die in WASP bei 100 m Höhe festgelegt ist, beschreibt das geostrophische Windgesetz den weiteren Verlauf des Windprofils.

$$G = \frac{u_*}{\kappa} \sqrt{\left( \ln \left( \frac{u_*}{f z_0} \right) - A \right)^2 + B^2} \quad (3)$$

Der geostrophische Wind  $G$  [m/s] wird als Funktion der Schubspannungsgeschwindigkeit  $u^*$  [m/s], der Rauigkeitslänge  $z_0$  [m] und dem Coriolis-Parameter  $f$  [1/s] ausgedrückt.  $A$  ( $\approx 1,8$ ) und  $B$  ( $\approx 4,5$ ) sind empirische Konstanten. Es erscheint gerechtfertigt, das vertikale Windprofil hier für neutrale Schichtungsverhältnisse anzugeben, da langjährige mittlere Windverhältnisse betrachtet werden und Schwachwindsituationen relativ bedeutungslos sind. WASP erlaubt die Berücksichtigung der Stabilität durch kleine Modifikationen des neutralen Grundzustandes und so eine eher manuelle Anpassung des Windprofils. Insbesondere bei schnell wechselnden Rauigkeitsverhältnissen und komplexeren Geländestrukturen wird sich diese idealisierte Vorstellung in der Natur kaum einstellen. In der Praxis kann das unter Umständen zu nicht quantifizierbaren Ungenauigkeiten führen.

Das Orographiemodell dient der Korrektur einer Windstatistik bezüglich des Einflusses unterschiedlicher Geländehöhen. Im Wesentlichen wird die Störung einer Potentialströmung berechnet, wobei letztere durch Koeffizienten einer Fourierreihe ausgedrückt wird. Für eine detaillierte Darstellung der theoretischen Grundlagen sei auf TROEN und PETERSEN (1989) verwiesen. Wichtig an dieser Stelle ist, dass diese Theorie geeignet ist, um kleine Störungen der Potentialströmung über eher flachem bis leicht welligem Gelände zu berechnen, nicht aber stärkere Variationen der Strömung über komplexem Gelände berücksichtigen kann. Als Maß für komplexes Gelände mag eine Neigung von mehr als 10 Grad in einem Umkreis von einigen Kilometern gelten.

Eine Besonderheit von WASP ist, dass es die zu übertragende Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit  $f_u$  vor jeder Korrektur und vor jedem Transfer durch eine Weibull-Verteilung annähert und nur mehr die Weibull-Parameter, den Skalierungsfaktor  $A$  [m/s] und den dimensionslosen Formfaktor  $k$ , für jeden von üblicherweise 12 Windrich-

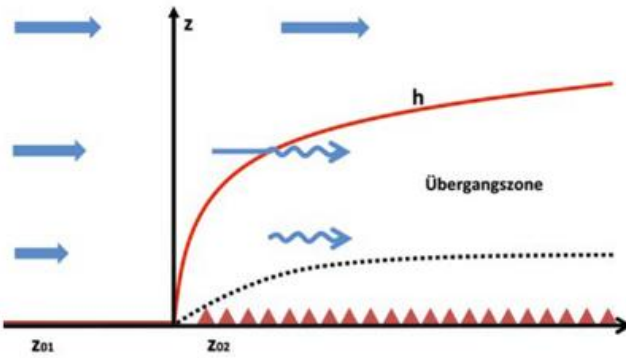


Abb. 6-2: Das vertikale Windprofil bei einem Rauheitswechsel.

tungssektoren dem Transformationsprozess unterzieht. Die Weibull-Verteilung ist gegeben durch

$$f(u) = \frac{k}{A} \left( \frac{u}{A} \right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right) \quad (4)$$

Weil WASP das weltweit wohl populärste Programm zur Windpotential- und Ertragsberechnung ist, hat sich die Beschreibung der Windverhältnisse durch Angabe der Weibull-Parameter etabliert. Dies mag gerechtfertigt sein, sofern die tatsächliche Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit durch eine Weibull-Verteilung gut angenähert werden kann. Diese Bedingung ist in der Westwindzone in Nordeuropa häufig gegeben, wird aber in anderen Klimaten oft nicht mehr erfüllt. Untersuchungen zur Ungenauigkeit, die sich durch die Übertragung der gemessenen Häufigkeitsverteilung in eine Weibull-Verteilung ergibt, sind nicht bekannt. Für eine große Anzahl von Statistiken deutscher Wetterstationen sind die Übertragung in Weibull-Parameter und die Korrektur der bodennahen Messungen gemäß dem linken Strang in Abb. 6-1 bereits in TRAUP und KRUSE (1996) durchgeführt. Mit der Auswahl einer geeigneten Wetterstation aus diesem Katalog und der Bereitstellung von Hindernisinformation sowie Rauheitsdaten und einem digitalen Geländemodell für den Bereich der geplanten WEA kann das Windpotential berechnet werden.

## 2.2 Computational Fluid Dynamics (CFD)-Modelle

CFD Modelle wurden ursprünglich für technische Anwendungen (Umströmung von Fahrzeugen/Flugzeugen und anderes) entwickelt und berechnen turbulente Strömungen mit sehr hoher räumlicher Auflösung von wenigen Metern unter Berücksichtigung der Erhaltungssätze von Masse, Impuls und Energie. Im Gegensatz zu linearisierten Modellen wie WASP lösen CFD-Modelle den vollständigen Satz der Reynolds-gemittelten Navier-Stokes-Gleichungen mit unterschiedlich komplexen Ansätzen für die Turbulenzparametrisierung, die in der Regel eine separate Gleichung für die turbulente kinetische Energie und die Diffusion enthält. Mit zunehmender Rechnerkapazität können diese Modelle standardmäßig zur Bestimmung des Windpotentials eingesetzt werden, auch wenn der Rechenaufwand ein

Vielfaches im Vergleich zu WASP ist. Nach Aufbereitung aller Eingangsdatensätze (Windstatistik, Orographie und Rauigkeit) dauert eine WASP-Berechnung auf einer einzigen CPU wenige Sekunden während die CFD-Simulation auf zum Beispiel 96 CPUs durchaus eine Woche in Anspruch nehmen kann. Ein Vergleich der Modellgitter (Abb. 6-3) zusätzlich zu den unterschiedlichen Gleichungssätzen macht dieses Verhältnis deutlich. Eine ausführliche Diskussion der theoretischen Grundlagen findet sich zum Beispiel in SCHWARZE (2013). CFD-Modelle sind geeignet, Strömungsmuster auch über komplexem Gelände (Rezirkulationen, Ablösung) zu simulieren. Gleichwohl lässt sich eine Grenze des Anwendungsbereiches von WASP und einem CFD-Modell nicht eindeutig angeben, zumal die Qualität einer Modellsimulation auch von den Antriebsdaten, der Größe des Simulationsgebietes und den Randbedingungen abhängt.

## 2.3 Berechnungsmethodik

Es lassen sich zwei Vorgehensweisen grundsätzlich unterscheiden: Bei der Variante A stehen keine speziell für das Windprojekt durchgeführte Messungen zur Verfügung. In diesem Falle wird das zu simulierende Windklima durch nicht standortspezifische Windstatistiken bestimmt, die zum Beispiel von einer Messungen an einer Wetterstation stammen oder von Reanalyse- oder Reanalysedaten abgeleitet werden und durch Modellsimulationen auf den Standort übertragen werden. Die Windstatistiken sollen repräsentativ sein für einen der Betriebsdauer einer WEA entsprechenden Zeitraum. Unerlässlich bei diesem Vorgehen ist die Verifikation der Berechnungsergebnisse mit Windinformation in der näheren Umgebung des geplanten Standortes.

Bei der Variante B werden standortspezifische Windmessungen im Bereich des geplanten Standortes durchgeführt und als Eingangsdaten für die Modellierung verwendet. Diese Messungen dauern in der Regel 12 Monate, um einen Jahresgang abbilden zu können, und sollten mindestens bis zu einer Höhe durchgeführt werden, die 2/3 der Nabenhöhe der geplanten WEA entspricht, um Ungenauigkeiten bei der Vertikalextrapolation gering zu halten. Auch diese Kurzzeitmessungen müssen auf einen Zeitraum übertragen werden, der der Betriebsdauer einer WEA entspricht (siehe Kapitel 3).

Für vorgegebene Windfelder werden die durch die Topographie bedingten Störungen der Strömung berechnet. Stationäre Zustände werden simuliert für Wetterlagen, die durch die Windgeschwindigkeit und Windrichtung bestimmt sind (MENDELKAMP 1999). Für WASP-Simulationen werden üblicherweise 12 Richtungssektoren vorgegeben während für CFD-Simulationen wegen der Anwendung in eher komplexerem Gelände 36 Richtungssektoren empfohlen sind. In WASP werden die Simulationen für das Zentrum des konzentrischen Gitters (Abb. 6-3) und für nur eine Höhe durchgeführt. Bezüglich des Ergebnisses wäre WASP ein nulldimensionales Modell, wobei die topographischen

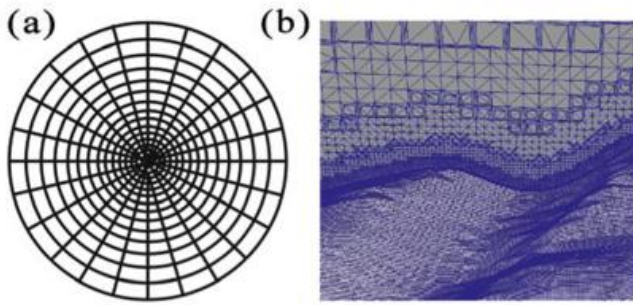


Abb. 6-3: Gitterstruktur für eine WASP (a) und eine CFD-Simulation (b).

Gegebenheiten in einem Umkreis von etwa 10 bis 50 km und vertikal durch den logarithmischen Ansatz und das geostrophische Windgesetz zwei Schichten berücksichtigt werden. Das Rechengitter ist mit Vorgabe der Gebietsgröße festgelegt. Eine CFD-Simulation ist hingegen vollständig dreidimensional. Das Rechengitter kann individuell strukturiert werden mit mehreren Zonen unterschiedlicher Auflösung, so dass im Bereich der geplanten Standorte eine höhere Auflösung gewählt werden kann als in den Außenbereichen.

Windstatistiken werden aus standortnahen Messungen, Wetterstationsdaten oder Reanalysedaten abgeleitet. Die topographischen Charakteristiken werden üblicherweise dem SRTM-Datensatz (FARR et al. 2007) und dem CORINE-Datensatz (KEIL et al. 2010) entnommen. Bei der praktischen Durchführung der Windpotentialbestimmung haben sich die Berücksichtigung von Wald, die Vertikalextrapolation und der Langzeitbezug als kritisch herausgestellt.

Waldgebiete können in WASP nicht explizit berücksichtigt werden, da allein die Rauigkeitslänge als Maß für die Landnutzung angegeben werden kann. Die Angabe einer Verdrängungshöhe beim logarithmischen Windprofil ist nicht vorgesehen. Hier bleibt zwingend erforderlich die manuelle Anpassung des Vertikalprofils durch eine Höhenverschiebung, die nach Vorstellung der Verdrängungshöhe etwa 2/3 der Baumhöhe entsprechen sollte. Die für die Anwendung bei der Windpotentialbestimmung angepassten CFD-Modelle berücksichtigen Waldeffekte explizit durch Einführung eines Senkenterms in den Bewegungsgleichungen, um der Strömung Impuls zu entziehen, und eines Quellterms für turbulente kinetische Energie innerhalb der Gitterzellen, die ein Waldgebiet umfassen (LIU et al. 1996). Sofern eine separate Gleichung für die Turbulenzdissipation gelöst wird, wird hier ebenfalls ein Quellterm für die Erhöhung der Dissipation in Waldgebieten eingeführt. Empirische Parameter entsprechen Angaben in der Literatur und werden in wenigen Fällen verifiziert und angepasst. Größe und Lage des Waldgebietes sowie die mittlere Baumhöhe und gelegentlich die Porosität oder der Leaf-Area-Index sind vorzugebende Eingangsgrößen.

Die Nabhöhen heutiger WEA haben den Bereich bis 160 m erreicht. In seltenen Fällen ist Windinformation in diesen Höhen an den geplanten Standorten vorhanden,

auch wenn zunehmend Mastmessungen die 100 m-Marke erreichen (darüber sind besondere Flugsicherungsmaßnahmen erforderlich) und Fernerkundungsverfahren häufiger eingesetzt werden. Noch ist oft eine Vertikalextrapolation von der höchsten Messung auf Nabhöhe erforderlich. Über eine Einschätzung der Rauigkeitslänge  $z_0$  [m] wird die Windgeschwindigkeit  $u(z)$  [m/s] in der Höhe  $z$  [m] aus der Windgeschwindigkeit  $u_r$  [m/s] in der Referenzhöhe  $r$  [m] abgeleitet.

$$u(z) = u_r \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \tag{5}$$

Dieser Ansatz kann nur sehr ungenau sein, weil das Windprofil in großer Höhe von der Rauigkeit einige km stromauf beeinflusst ist und eine subjektive Schätzung der Rauigkeitslänge nur sehr grob sein kann. Häufiger wird die Vertikalextrapolation mit dem aus Messungen abgeleiteten Hellmann Koeffizienten  $\alpha$  über den exponentiellen Ansatz

$$u(z) = u_r \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha \tag{6}$$

durchgeführt.

Sofern Windmessungen in mehreren Höhen durchgeführt werden, hat der exponentielle Ansatz den Vorteil, dass der Exponent  $\alpha$  relativ gut aus den Messungen abgeleitet werden kann.

Gegenüber einer Messung in Nabhöhe bedingt eine Vertikalextrapolation immer eine erhöhte Unsicherheit, die mit zunehmender Distanz zwischen oberster Messhöhe und geplanter Nabhöhe zunimmt. In der TR6 (FGW 2011) wird eine Mindesthöhe von 2/3 der Nabhöhe gefordert. Bei heute üblichen Nabhöhen im Bereich von 150 m erfüllen dann Messungen bis 100 m Höhe diese Forderung. Messungen oberhalb 100 m bedürfen einer besonderen Genehmigung und Flugsicherungsmaßnahmen. Neben dieser praktischen Begründung ist auch zu bedenken, dass oberhalb der atmosphärischen oberflächennahen Grenzschicht der Vertikalgradient der Windgeschwindigkeit nur mehr klein ist. Gleichwohl ist die Unsicherheit einer Vertikalextrapolation standort- und geländebedingt und nur in Grenzen aus Erfahrungswerten quantifizierbar.

Sofern die Windinformation nur in einer Höhe vorliegt, wird das Modell auf die Windgeschwindigkeit in dieser Höhe angepasst und man muss sich auf die Fähigkeit des verwendeten Strömungsmodells verlassen, diese Information richtig auf die Nabhöhe übertragen zu können. Abb. 6-4 zeigt Vertikalprofile der Windgeschwindigkeit am 200 m-Messmast des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES als Mittel für das Jahr 2012. Für die Analyse nehmen wir an, dass Messungen nur bis in eine Höhe von 80 m durchgeführt wurden. Die Messungen bis 200 m Höhe dienen dem Vergleich. Bei der Ableitung des Windprofils aus den Messungen unterhalb 80 m mit dem logarithmischen Ansatz und dem

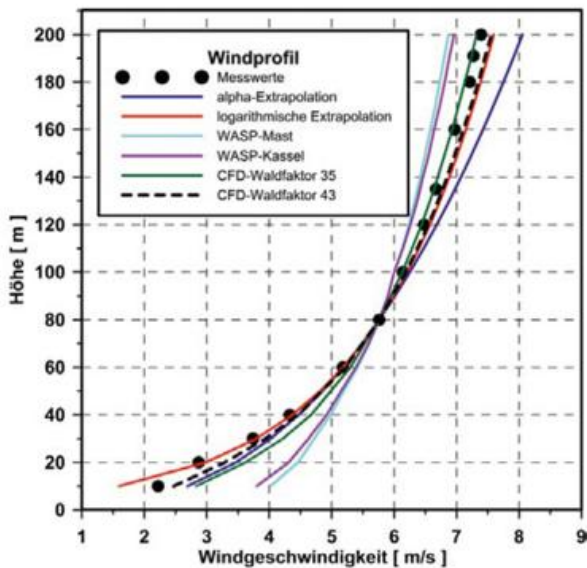


Abb. 6-4: Vertikalprofile der Windgeschwindigkeit am Rödeser Berg für verschiedene Analysemethoden.

Hellmann-Potenzgesetz wird die Windgeschwindigkeit in größeren Höhen überschätzt. In einer heute schon üblichen Nabenhöhe von 160 m beispielsweise ergeben sich Werte von 7,4 m/s (Hellmann-Exponent) beziehungsweise 7,1 m/s (logarithmischer Ansatz) gegenüber einem Messwert von 6,9 m/s. Es sei darauf hingewiesen, dass ein Unterschied von 5% in der Windgeschwindigkeit eine Differenz im Ertrag von mehr als 10% bedeutet. Wird die Windstatistik an der Wetterstation Kassel als Eingangsdatensatz für WASP verwendet und das Modell auf die Messung in 80 m Höhe angepasst ergibt sich nahezu das gleiche Profil wie bei Verwendung der Statistik der Messung in 80 m Höhe am Mast. Das WASP-inhärente Profil weist in diesem Fall einen zu geringen Gradienten auf und unterschätzt die Windgeschwindigkeit in größeren Höhen. Das vertikale Windprofil eines auf die 80 m-Messung angepassten CFD-Modells entspricht den Messungen am ehesten und weist bei realistischer Einstellung eines Waldfaktors (Verhältnis zwischen Waldhöhe und Rauigkeit) nur mehr geringe Unterschiede auf. Die Extrapolationsmethoden mögen sich bei unterschiedlicher Topographie anders verhalten. Die Forderung nach Messungen bis in Nabenhöhe erscheint gerechtfertigt, um die Unsicherheit der Vertikalextrapolation gering zu halten.

### 3 Langzeitbezug von Kurzzeitdaten

Bei der Bestimmung des Windpotentials wird von der grundsätzlichen Annahme ausgegangen, dass die mittleren Windverhältnisse über einen ausreichend langen Zeitraum in der Vergangenheit auch in der Zukunft angetroffen werden. Eine projektbezogene Windmessung ist in der Regel auf einen kurzen Zeitraum begrenzt. Die TR6 (FGW 2014) verlangt eine mindestens zwölfmonatige Messdauer. Da die Windverhältnisse von Jahr zu Jahr stark schwanken, ist die Anpassung der standortspezifischen Windmessung hinsichtlich der saisonalen und interannualen Variabilität

mit Langzeit Klimadaten unerlässlich, um einen Referenzzeitraum in der Vergangenheit abzubilden, der den zukünftigen Betriebszeitraum einer WEA von 25 bis 30 Jahren repräsentiert. Ein Referenzzeitraum von mehr als 10 Jahren wird als ausreichend betrachtet, wenn die Schwankungsbreite der langfristigen Windverhältnisse bei der Unsicherheitsbetrachtung berücksichtigt wird. Für die Langzeitanpassung wird eine zwischen Messung und Langzeitdaten geltende statistische Beziehung für den gemeinsam abgedeckten Zeitraum abgeleitet und auf den Referenzzeitraum angewendet.

Der Langzeitbezug wird überwiegend mit einem MCP-Verfahren (Measure-Correlate-Predict) durchgeführt. Regressionsanalysen auf Basis von Zeitreihen können linear für die gesamte Datenmenge oder aber auch richtungsabhängig oder nichtlinear durchgeführt werden. Matrixmethoden vergleichen Häufigkeitsverteilungen von Windgeschwindigkeit und Windrichtung. Neuronale Netze werden wegen des Rechenaufwandes seltener eingesetzt. Generell erfordern MCP-Verfahren eine hohe zeitliche Auflösung und eine ausreichende Datenabdeckung für alle energetisch relevanten Anteile der Windstatistik. Als Langzeitdaten kommen derzeit Windmessdaten von nationalen Wetterdiensten, Reanalysedaten und aus Reanalysedaten abgeleitete mesoskalige Analysen mit höherer Auflösung in Betracht. Die erforderliche Konsistenz von Windmessungen an Wetterstationen ist oftmals nicht gegeben (LINDENBERG et al. 2012), sodass diese Daten allenfalls dann verwendet werden sollten, wenn lokale Besonderheiten im Windfeld zwar in den Wetterstationsdaten aber eventuell nicht in Reanalysedaten erfasst sind. Wenn möglich, wird der Langzeitbezug mit zwei unabhängigen Langzeitdatensätzen durchgeführt. Der Vergleich der Resultate, die Konsistenz der Langzeitdatensätze und die Güte der Korrelation erlauben eine Einschätzung der mit dem Langzeitbezug verbundenen Unsicherheit.

Produktionsergebnisse von bestehenden WEA können ebenso zur Verifikation der Windfeldsimulationen herangezogen werden. Wegen der exponentiellen Abhängigkeit des Ertrages von der Windgeschwindigkeit werden Windvariationen bereits durch Ertragsdaten abgebildet. Deswegen können Monatssummen von Betriebsdaten und ein monatlicher Ertragsindex für einen Langzeitabgleich ausreichend sein. Stillstandzeiten der WEA, zum Beispiel wegen Wartungsarbeiten oder Netzausfall, sowie besondere Betriebsbedingungen (schallreduzierter Betrieb in den Nachtstunden, Unterbrechung des Betriebes in Sommernächten wegen Fledermausfluges und anderes) müssen jedoch bei der Analyse der Ertragsdaten berücksichtigt werden. In Deutschland ist der IWET-Ertragsindex (Ingenieurwerkstatt Energietechnik, HÄUSER und KEILER 2014) sehr populär, obwohl bei dessen Ableitung besondere Betriebsbedingungen der WEA nicht berücksichtigt werden. Durch Vergleich mit anderen Indizes können Inkonsistenzen entdeckt werden. Die Anwendung nur eines Index ist deswegen nicht angeraten. Abb. 6-5 zeigt den zeitlichen Verlauf des zwölfmonatigen gleitenden Mittels des IWET-

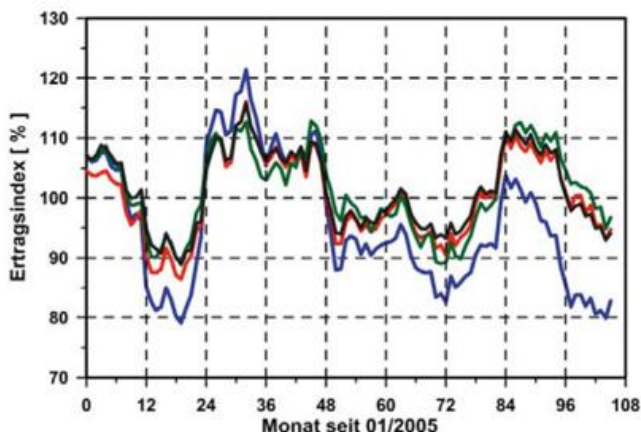


Abb. 6-5: Vergleich von Ertragsindizes basierend auf verschiedenen Reanalyse-Datensätzen skaliert auf höhere Auflösungen (grün: 5 km Auflösung basierend auf NCEP/NCAR-Daten, rot: 20 km Auflösung basierend auf MERRA-Daten, schwarz: EMD-ConWx basierend auf ERA-interim-Daten, blau: IWET-Index).

Ertragsindex (blau) mit aus Reanalysedaten abgeleiteten Indizes. Die Indizes basieren auf einem Windatlas für Europa mit 20 km Auflösung (rot) abgeleitet von MERRA-Daten (RIENECKER et al. 2011) und einem Windatlas für Deutschland mit 5 km Auflösung (grün) abgeleitet von NCEP/NCAR-Reanalysen (KALNAY et al. 1996). Heute sehr populär sind EMD-ConWx-Daten (schwarz) basierend auf ERA-interim-Reanalysen (DEE et al. 2011). Während die aus unterschiedlichen unabhängigen Reanalysedatensätzen abgeleiteten Indizes einen ziemlich ähnlichen Verlauf zeigen, weicht der IWET-Index in den Jahren 2006 (Monate 12 bis 24 in Abb. 6-5) und 2007 und ab April 2009 (Monat 52) mit zunehmendem Trend deutlich ab.

Nach Abgleich und eventuell Skalierung des berechneten Windpotentials mit langzeitbezogenen standortspezifischen Windmessungen oder langzeitbezogenen Ertragsdaten von WEA in der näheren Umgebung der geplanten WEA kann das Strömungsmodell – unter Berücksichtigung der Eingangsdaten für das Gebiet des geplanten Windparks – als angepasst betrachtet werden. Dann kann für die jeweils geplanten WEA-Standorte das Windpotential in Nabenhöhe berechnet werden.

#### 4 Wind- und Ertragsgutachten

Das Ergebnis eines Windgutachtens ist die Angabe der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit und -richtung für den geplanten WEA-Standort in Nabenhöhe. Die Häufigkeitsverteilung wird richtungsabhängig für üblicherweise 12 oder 36 Richtungssektoren angegeben. Üblich ist auch die Angabe der Weibull-Parameter je Richtungssektor. Sowohl WASP als auch die für die Windpotentialberechnung angewendeten CFD-Modelle verfügen über Module zur Berechnung des Ertrages einzelner Windenergieanlagen und Windparks.

Der Jahresertrag  $E$  [MWh/a] einer WEA ist gegeben durch die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit  $f(u)$  in

Kombination mit der Leistungskennlinie der WEA  $P(u)$  [kW] summiert über die Windgeschwindigkeitsintervalle  $j$  von der Einschaltgeschwindigkeit  $u_{in}$  [m/s] bis zur Abschaltwindgeschwindigkeit  $u_{out}$  [m/s] der WEA:

$$E = \sum_{u_j=u_{in}}^{u_{out}} P(u_j) f(u_j) \times 8760 \quad (7)$$

Wenn die für den Referenzzeitraum repräsentative Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit gemäß Kapitel 3 berechnet wurde, wird durch Kombination mit der Leistungskennlinie der jeweiligen WEA der zu erwartende mittlere Jahresertrag während der Betriebsdauer der WEA berechnet. Die Leistungskennlinie wird vom Hersteller der WEA vorgegeben.

Der zu erwartende Ertrag dient im Wesentlichen der Finanzierung oder Wertermittlung eines geplanten Windparks oder einer einzelnen WEA. Von dem bisher berechneten Ertrag müssen Abschattungsverluste im Windpark und weitere eher technisch bedingte Verluste (Nichtverfügbarkeit der WEA oder des Netzes, elektrische Verluste, Leistungsreduzierung durch Vereisung oder Verschmutzung der Blätter, reduzierte Wartungsmöglichkeiten bei winterlichen Höhenlagen, und anderes) sowie Verluste durch behördliche Vorgaben (geräusch-, schattenwurf- und naturschutzbedingte Einschränkungen) abgezogen werden, um eine möglichst realistische zu erwartende mittlere Jahresstromproduktion zu ermitteln. Abschattungsverluste im Windpark werden durch die Anzahl und Größe der WEA, die jeweilige Parkkonfiguration sowie die Windrichtungsverteilung beeinflusst und stellen neben einem schallreduzierten Nachtbetrieb oftmals den größten Verlustfaktor dar. Häufig bedeuten Restriktionen eine Abweichung vom optimalen Betriebszustand bei vorgegebenen zeitlichen Kriterien. Hierdurch bedingte Ertragsverluste werden zeitanteilig berechnet unter der Annahme, dass während der Restriktionszeiten mittlere Windverhältnisse herrschen. Bei Berücksichtigung des höhen- und jahreszeitenabhängigen Tagesganges erlaubt diese Annahme nur mehr eine näherungsweise Schätzung des Verlustes. Über eine Zeitreihenanalyse des Ertrages angepasst an den in einem Ertragsgutachten berechneten zu erwartenden mittleren Ertrag können Verluste genauer berechnet werden. Abb. 6-6 zeigt beispielhaft die Verluste durch Abschalten der WEA wegen Fledermausfluges im Jahresgang (a) und Tagesgang (b). Abschaltungen wegen Fledermausfluges werden zum Beispiel zwischen 1 Stunde vor Sonnenuntergang und 1 Stunde nach Sonnenaufgang in Sommermonaten bei Unterschreiten einer kritischen Windgeschwindigkeit gefordert. Weitere Kriterien können die Temperatur und der Niederschlag sein.

#### 5 Unsicherheitsbetrachtung

Die Unsicherheit (Risiko) der Berechnung ist neben dem zu erwartenden Ertrag (Rendite) ein entscheidendes Investo-

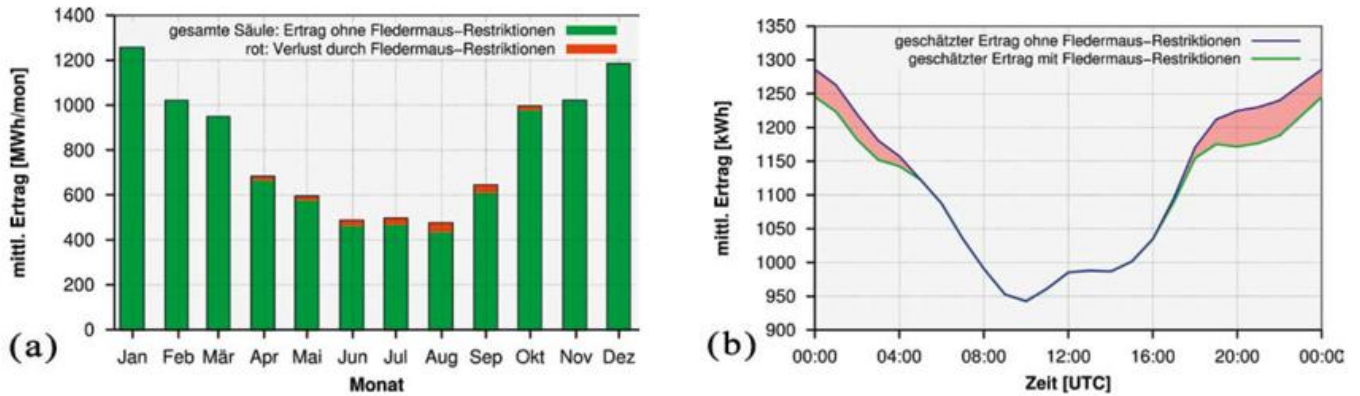


Abb. 6-6: Ertragsverluste wegen Fledermausrestriktionen im Jahresgang (a) und Tagesgang (b).

renkriterium. Die Möglichkeit, die Unsicherheit als Standardabweichung einer Vielzahl von Versuchen anzugeben, entfällt aus naheliegenden Gründen. Gleichwohl erwartet die Branche die Angabe von Überschreitungswahrscheinlichkeiten für eine Risikoeinschätzung. Die Überschreitungswahrscheinlichkeit ist gegeben durch

$$p(z < a) = \Phi(z) = \int_{-\infty}^a \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}} dz \quad \text{mit} \quad z = f(\mu, \sigma) \quad (8)$$

$\Phi(z)$  gibt die Wahrscheinlichkeit  $p(z < a)$  für Ereignisse (bzw. Erträge)  $z$  unterhalb eines vordefinierten Grenzwertes  $a$  an. Der im Ertragsgutachten berechnete wahrscheinlichste zu erwartende Wert (50 % Überschreitungswahrscheinlichkeit) ist mit  $\mu$  gekennzeichnet, die Unsicherheit mit  $\sigma$ . Überschreitung- bzw. Unterschreitungswahrscheinlichkeiten für einen zu erwartenden Ertrag von 50 GWh/a und einer Unsicherheit von 20 % sind in Abb. 6-7 aufgetragen. Oftmals ist einem Investor das Risiko bei einer 50 %-igen Überschreitungswahrscheinlichkeit zu groß, so dass der P-75-Wert (75 % probability) oder jeder andere angemessen erscheinende Wert einer Kalkulation zugrunde gelegt wird. Bei zunehmender Eintrittswahrscheinlichkeit verringert sich der zu erwartende Ertragswert.

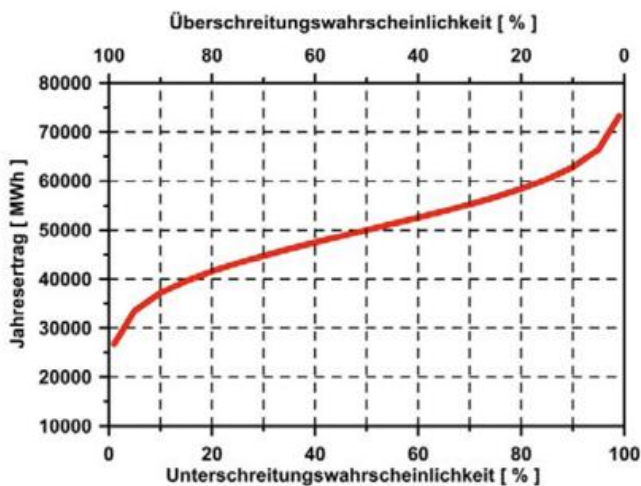


Abb. 6-7: Überschreitungswahrscheinlichkeit für einen wahrscheinlichsten Ertrag von 50 GWh und eine Unsicherheit von 20 %.

Gemäß der Technischen Richtlinie TR 6 (FGW 2014) sollen Unsicherheiten für die Bereiche Winddatenbasis, Modellierung des Windfeldes, Berechnung des Parkwirkungsgrades, Leistungskennlinie der WEA und für die Verlustfaktoren angegeben werden. Die Unsicherheiten der Bereiche setzen sich aus den Unsicherheiten verschiedener Unterkomponenten zusammen. Für die Unsicherheit einer Windmessung müssen die Kalibrierung der Anemometer, Montageeffekte (Dimensionierung des Mastes und der Ausleger, Mastschatten), die Datenerfassung und -analyse und (bei nicht selbst durchgeführten Messungen) auch die Datenintegrität berücksichtigt werden. Die Unsicherheiten können relativ gut angegeben werden und die Gesamtunsicherheit für die mittlere Windgeschwindigkeit einer guten Messung sollte im Bereich von 3 bis 5 % liegen. Auf die Unsicherheit des Langzeitbezuges werden die Konsistenz der Langzeitdatenquelle (bei Reanalysedaten gut, bei Daten von Wetterstationen eher weniger gut), die Güte der Korrelation, die Länge und Repräsentanz des Referenzzeitraumes und die Repräsentativität der Langzeitdaten für den zu bewertenden Standort Einfluss haben. Bei guter Datenlage dürfte die Unsicherheit des Verfahrens zum Langzeitbezug in der Größenordnung von 5 % liegen. Mit der Annahme der Unabhängigkeit der Unsicherheitsbereiche wird die Gesamtunsicherheit der Winddatenbasis (Messung und Langzeitbezug) aus der Quadratwurzel der Summe der Quadrate der Einzelkomponenten berechnet.

Für die Modellierung des Windfeldes läßt sich die Unsicherheit nur aus Erfahrungswerten ableiten, da in der Regel nur eine Simulation mit einem bestimmten Modell und einer vorgegebenen Modelleinstellung über dem zu bewertenden Gebiet durchgeführt wird. Falls eine Messung am Standort vorhanden ist (Variante B in Kapitel 2.3), dient diese als Eingangsdatensatz für das Modell und kann nicht mehr zur Verifizierung herangezogen werden. Für Variante A in Kapitel 2.3 wird das Modell unter vergleichbaren topographischen Gegebenheiten mit den Daten bereits bestehender Windenergieanlagen an anderen Standorten geprüft. Inwieweit die Unsicherheit einer Modellsimulation von einem Standort auf einen anderen übertragbar ist, ist nicht unmittelbar offensichtlich. Auf Erfahrungswerten beruhend sollte nach der Technischen Richtlinie TR6

(FGW 2014) ein Vergleichsstandort nicht mehr als 2 km (in komplexem Gelände) beziehungsweise 10 km (in flachem Gelände) von dem zu bewertenden Standort entfernt sein und vergleichbare topographische Strukturen zumindest in Hauptwindrichtung zeigen. Bei Einhaltung dieser doch eher subjektiv einzuschätzenden Kriterien sollte die Unsicherheit im Bereich unterhalb von 10 % der berechneten mittleren Windgeschwindigkeit liegen.

Für die Ertragsberechnung wird das Windpotential mit der Leistungskennlinie einer Windenergieanlage kombiniert. Die Unsicherheit der Leistungskennlinie lässt sich aus dem Vermessungsprotokoll ablesen und variiert je nach Hersteller, Anlagentyp und Windgeschwindigkeit zwischen etwa 5 und 15 %. Bei den in Deutschland vorherrschenden mittleren Windgeschwindigkeiten sollte diese Unsicherheit 10 % nicht überschreiten. Sofern der Ertrag für einen Windpark berechnet wird, ist die Unsicherheit des Parkwirkungsgrades (Abschattung der Anlagen untereinander) zusätzlich zu berücksichtigen. Diesbezüglich muss man sich auf Literaturwerte verlassen und eine Unsicherheit in Abhängigkeit der Gebietsgröße und der Anzahl der Anlagen annehmen. Messungen zur Verifizierung der wenigen Modelle gibt es nur vereinzelt.

Nach Übertragung der Unsicherheit für die mittlere Windgeschwindigkeit auf die Unsicherheit des Ertrages ergibt sich die Gesamtunsicherheit der Ertragsberechnung unter Annahme der Unabhängigkeit der Einzelkomponenten (wd: Winddatenbasis, wf: Windfeldmodellierung, lk: Leistungskennlinie, pw: Parkwirkungsgrad) aus der Wurzel der Quadratsummen

$$U_{tot} = \sqrt{U_{wd}^2 + U_{wf}^2 + U_{lk}^2 + U_{pw}^2} \quad (9)$$

Erfahrungsgemäß ist eine Gesamtunsicherheit unter 10 % allenfalls bei mehrjährigen Messungen in Standortnähe über flachem Gelände zu erreichen. Bei einer Unsicherheit über 20 % sollte überlegt werden, ob mit den vorhandenen Windinformationen und Modellen eine Bestimmung des Windpotentials überhaupt sinnvoll ist.

## 6 Erlösgutachten

Bisher reichte die Angabe des zu erwartenden langjährigen mittleren Jahresertrages als Finanzierungsgrundlage für WEA-Projekte aus, weil bei einer fixen Einspeisevergütung der zu erwartende Ertrag [MWh/a] direkt in Erlös [€/a] umgerechnet werden kann. Mit dem neuen EEG (EEG 2014) wird die Direktvermarktung des erzeugten Stroms verpflichtend. Das bedeutet bei zeitlich variablen Strompreisen eine Abhängigkeit des zu erwartenden Erlöses von der zeitlichen Korrelation zwischen Stromerzeugung und Strompreis und damit zwangsläufig den Übergang von Häufigkeitsverteilungen zur Zeitreihenanalyse und von Ertrags- zu Erlösgutachten. Der Aktualität geschuldet gibt es kein standardisiertes Verfahren. Hier sei das vom Autor praktizierte Vorgehen skizziert.

Ausgehend von der Forderung, dass sowohl die Windgeschwindigkeits- bzw. Ertragszeitreihe und auch der zeitliche Verlauf des Strompreises repräsentativ für den zukünftigen Betriebszeitraum einer WEA sein sollen, wird die Zeitreihe der Windgeschwindigkeit für ein typisches Windjahr mit dem Szenario einer Strompreiszeitreihe kombiniert. Auf Basis der auch für den Langzeitbezug verwendeten Reanalysedaten wird aus einer standortspezifischen 20-jährigen Windzeitreihe ein typisches Jahr gebildet. Für jeden der zwölf Kalendermonate im Jahr wird aus den jeweils 20 Monaten derjenige ausgewählt, der dem jeweils mittleren Monat in Bezug auf vorgegebene Kriterien am nächsten kommt. Hier werden die Kriterien WEA-Ertrag, Windgeschwindigkeit, die Kombination aus Windleistung und Windgeschwindigkeit und die Windrichtungsverteilung vorgegeben (MENGELKAMP und GEYER 2013). Für das typische Jahr wird nun aus der Zeitreihe der Windgeschwindigkeit durch Kombination mit der Leistungskennlinie einer WEA eine Zeitreihe des Ertrages gebildet und so skaliert, dass der Jahresertrag dem in einem Ertragsgutachten berechneten verifizierten Wert entspricht.

Szenarien für Strompreiszeitreihen werden auf Basis sogenannter Fundamentalmodelle erstellt, in die europaweit alle gesellschaftlichen, wirtschaftlichen und industriellen Entwicklungen eingehen, die einen Einfluss auf den Strompreis haben (ENERVIS 2003). Für das typische Jahr wird nun aus der Zeitreihe des Ertrages und mit der gleichzeitigen stundengenauen Strompreiszeitreihe eine Zeitreihe des Erlöses gebildet.

Während die Zeitreihe des Ertrages einem typischen Jahr entspricht und auf den zu erwartenden mittleren Jahresertrag skaliert ist, kann ein Strompreisszenario nur mit unsicheren Annahmen für zukünftige wirtschaftliche, industrielle und gesellschaftliche Entwicklungen abgeleitet werden. Gleichwohl muss mit heutigem Wissen eine Entscheidungsgrundlage für eine Investition in ein Kraftwerk mit etwa 25-jähriger Betriebsdauer geschaffen werden.

## 7 Zusammenfassung und Ausblick

Lange war das linearisierte Strömungsmodell WASP der alleinige Standard zur Bestimmung des Windpotentials. Höhere Anforderungen bedingt durch größere Nabenhöhen und zunehmend komplexe Standorte haben zur Einführung von CFD-Simulationsmodellen geführt, die mittlerweile auch von kleineren Consultingfirmen betrieben werden können. Zur Messung des vertikalen Windprofils haben sich neben Mastmessungen Fernmessverfahren wie Sodar und Lidar etabliert. Letztere erlauben die Messungen des Windprofils bis in große Höhen. Die genannten Modelle berechnen das Windpotential für eine neutrale Schichtung und erlauben nur mehr eine eher manuelle Anpassung des Windprofils zur Berücksichtigung von Stabilitätseffekten. In CFD-Modellen werden zukünftig Stabilitätseffekte durch explizite Simulation der Temperatur Berücksichtigung finden. Hierdurch wird insbesondere über komplexem

Gelände eine realitätsnähere Simulation des Windfeldes erwartet.

Auch wenn die typischen Mesoskalenmodelle hier nicht diskutiert wurden, werden sie doch zur Bestimmung von regionalen Windverteilungen durch ein Downscaling von Reanalysedaten verwendet. Von der direkten Kopplung eines Mesoskalamodells mit einem CFD-Modell wird eine Reduzierung der Ungenauigkeit bei der Bestimmung des Windpotentials und des Ertrages erwartet.

### Literaturverzeichnis

- BROWER, M.C., 2012: Wind Resource Assessment – A Practical Guide to Developing a Wind Project. *John Wiley & Sons*, 280 pp.
- DEE, D.P., et al., 2011: The ERA-interim reanalysis: configuration and performance of the data assimilation system. *Quart. J. Roy. Met. Soc.* **137**, 656, 553-597.
- EEG, 2014: Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts. *Bundgesetzblatt, Teil I*, **33**.
- ENERVIS, 2003: Strompreisprognose mit Fundamentalmodellen. *Enervisenergyadvisors GmbH*, [www.eam-web.de/uploads/PDFs/Strompreisprognose.pdf](http://www.eam-web.de/uploads/PDFs/Strompreisprognose.pdf).
- FARR, T. G., et al., 2007: The Shuttle Radar Topography Mission. *Rev. Geophys.* **45**, RG2004, doi:10.1029/2005RG000183.
- FGW, 2014: Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6: Bestimmung von Windpotential und Energieerträgen, Revision 9, 22. September 2014. *Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V. (FGW)*.
- JACKSON, P.S., HUNT, J.C.R., 1975: Turbulent wind flow over a low hill. *Quart. J. Roy. Meteorol. Soc.* **101**, 929-955.
- HÄUSER, H., KEILER, J., 2014: Betreiber-Datenbasis, <http://www.btrdb.de/sto.html>.
- KALNAY, E., et al., 1996: The NCEP/NCAR reanalysis project. *Bull. Am. Meteorol. Soc.* **77**, 437-471.
- KEIL, M., BOCK, M., ESCH, T., METZ, A., NIELAND, S., PFITZNER, A., 2010: CORINE Land Cover Aktualisierung 2006 für Deutschland. Abschlussbericht zu den F+E Vorhaben UBA FKZ 3707 12 200 und FKZ 3708 12 200. *Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum Oberpfaffenhofen*, [http://www.corine.dfd.dlr.de/papers\\_de.html](http://www.corine.dfd.dlr.de/papers_de.html).
- LINDENBERG, J., MENGELKAMP, H.-T., ROSENHAGEN, G., 2012: Representativity of near surface wind measurements from coastal stations at the German Bight. *Meteorologische Zeitschrift* **21**, 1, 99-106.
- LIU, J., CHEN, J. M., BLACK, T. A., NOVAK, M. D., 1996: E-ε Modelling of Turbulent Air Flow Downwind of a Model Forest Edge. *Boundary-Layer Meteorology* **77**, 21-44.
- MENGELKAMP, H.-T., GEYER, J., 2013: Typische Extreme. *Erneuerbare Energien* **12**, 40-42.
- MENGELKAMP, H.-T., 1999: Wind climate simulation over complex terrain and wind turbine energy output estimation. *Theoretical and Applied Climatol.* **63**, 129-139.
- MENGELKAMP, H.-T., 1988: On the Energy Output Estimation of Wind Turbines. *Int. J. of Energy Research* **12**, 113-123.
- MENGELKAMP, H.-T., 1986: Die Bestimmung des Windenergieangebotes in verschiedenen Höhen am Beispiel Pellworm. *Windkraft Journal* **1**, 41-43.
- MORENO, P., GRAVDAHL, A.R., ROMERO, M., 2003: Wind flow over complex terrain: Application of Linear and CFD models. *Proc. European Wind Energy Conference 2003, Madrid*.
- PANOFSKY, H.A., PETERSEN, E.L., 1972: Wind profiles and change of terrain at RISØ. *Quart. J. Royal Meteorological Society* **98**, 845-854.
- PERERA, M.D., 1981: Shelter behind two-dimensional solid and porous fences. *J. Wind Engin. and Industrial Aerodyn.* **8**, 93-104.
- PHILIPS, G.T., 1979: A preliminary user's guide for the NOABL objective analysis code. *Report from Science Applications, La Jolla (CA)*, 115 pp.
- RAO, K.S., WYNGAARD, J.C., COTÉ, D.R., 1974: The structure of the two-dimensional internal boundary layer over a sudden change of surface roughness. *J. Atmos. Sci.* **26**, 432-440.
- RAVE, K., RICHTER, B., 2008: Im Aufwind – Schleswig-Holsteins Beitrag zur Entwicklung der Windenergie. *Wachholtz Verlag*, 255 pp.
- RIENECKER, M.M., et al., 2011: MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. *J. Climate* **24**, 3624-3648, doi:10.1175/JCLI-D-11-00015.1.
- SCHWARZE, R., 2013: CFD-Modellierung - Grundlagen und Anwendungen bei Strömungsprozessen. *Springer*, 193 pp.
- TAYLOR, P.A., WALMSLEY, J.L., SALMON, J.R., 1983: A simple model of neutrally stratified boundary-layer flow over real terrain incorporating wave number dependent scaling. *Boundary-Layer Meteorol.* **26**, 169-189.
- TRAUP, S., KRUSE, B., 1996: Winddaten für Windenergienutzer. *Deutscher Wetterdienst, Offenbach*.
- TROEN, I., PETERSEN, E.L., 1989: European Wind Atlas. *RISØ National Laboratory, Denmark*.
- TROEN, I., 1996: The WASP Code. In Lalas, D.P., Ratto, C.F.: Modelling of Atmospheric flow fields. *World Scientific*, 435-444.

# 7 R. MÜLLER Solarstrahlung aus Satellitendaten

## Remote Sensing of solar radiation

### Zusammenfassung

Solare Strahlung ist die treibende Kraft für viele meteorologische Prozesse. Die genaue flächendeckende Bestimmung der solaren Strahlung ist zudem enorm wichtig für die Überwachung des Klimasystems und für die Solarenergie. So werden aus Satelliten abgeleitete Solarstrahlungsdaten seit vielen Jahren erfolgreich im Bereich der Planung und Überwachung solarer Energiesysteme verwendet. Seit der Implementierung der satellitengestützten Klimaüberwachung im Rahmen des CM-SAFs findet die solare Strahlung am Erdboden auch verstärkt Verwendung in der Überwachung und Analyse des Klimasystems, sowie in der Validierung von Klima- und Wettermodellen. Die Ableitung der solaren Einstrahlung am Erdboden ist physikalisch über den Energieerhaltungssatz eindeutig definiert. Die solare Einstrahlung, die nicht in der Atmosphäre absorbiert wird, wird entweder reflektiert oder erreicht den Erdboden. Da die atmosphärische Absorption gut bestimmbar ist, ermöglicht die Messung der reflektierten Strahlung daher die Ableitung der solaren Einstrahlung am Erdboden mit hoher Genauigkeit. Dies ist ein Grund für die vielseitige Verwendung der satellitenbasierten Einstrahlung am Erdboden. Weiterhin ist für das Verständnis und die Analyse des Klimasystems und seiner Variabilität die solare Einstrahlung am Oberrand der Atmosphäre enorm wichtig. Diese ist nur mit Satelliteninstrumenten messbar.

### Summary

Solar radiation is the driving force for many meteorological processes. Further, solar radiation data is quite important for the monitoring of the climate system and for solar energy applications, e.g. satellite based solar surface radiation is long-established for the planning and monitoring of solar energy systems. In recent years, solar radiation data is also successfully used for the monitoring and analysis of the climate system, as well as for the validation of climate and weather models. The retrieval of solar surface radiation is defined by the law of energy conservation. Solar radiation that is not absorbed by the atmosphere is either reflected to space or received by the surface. The observation of reflected radiation by satellite instruments enables therefore the estimation of solar surface irradiance with high accuracy, as the atmospheric absorption is well determinable. Further, solar radiation data at the top of atmosphere are essential for the monitoring and analyses of the climate system. The measurement of these data is only possible with satellite instruments. This emphasizes the important role of satellite based solar radiation data.

## 1 Einleitung und Motivation

Die solare Strahlung ist die einzige externe Energiequelle der Erde. Sie ist treibende Kraft für viele wichtige meteorologische Prozesse, wie beispielsweise die Verdunstung oder die globale Windzirkulation. Ohne Sonnenstrahlung keine Windsysteme und somit auch keine Windenergie. Die Solarstrahlung ist enorm wichtig für die Überwachung und Analyse des Klimasystems und des Klimawandels. Als Konsequenz der globalen Erwärmung ist die Reduzierung der Treibhausgase essenziell. Hier spielt die Solarenergie eine entscheidende Rolle. Zur Planung und Überwachung der Solaranlagen sind wiederum Daten der solaren Einstrahlung notwendig. Zur optimalen Integration in das elektrische Netz ist die genaue Vorhersage wichtig.

Solarstrahlung wird in guter Qualität unter anderem von Wetterdiensten mithilfe von Pyranometern und Pyrhelio-

meter gemessen. Bei hinreichender räumlicher Abdeckung können diese Daten linear interpoliert werden und zur Ertragsprognose von solaren Anlagen verwendet werden. Solarstrahlung kann jedoch auch aus Satellitenbeobachtungen abgeleitet werden. Wozu werden diese benötigt, reichen Bodenmessungen nicht aus?

In vielen Regionen der Welt, insbesondere in den trocken-sonnigen, meist dünn besiedelten Gebieten, sind angemessen erwartete Messstationen sehr dünn gesät, beispielsweise gibt es für den kompletten Kontinent Afrika nicht mehr als ein halbes Dutzend Stationen des „Baseline Surface Radiation Networks“ (BSRN).

Zudem werden selbst in Ländern mit relativ dichtem Netz an Bodenstationen einige Strahlungsgrößen nicht flächendeckend gemessen. Hierzu gehören die Direktstrahlung und die spektral aufgelöste Strahlung. Insgesamt ist somit

klar, dass Satellitendaten die einzige Beobachtungsquelle darstellen, welche lückenlose, komplette und flächendeckende Daten der Solarstrahlung zur Verfügung stellen kann. Die Genauigkeit der Daten liegt mittlerweile nahe an der von gut gewarteten Bodenmessungen (siehe Kapitel 2.4).

Selbst in Regionen mit relativ homogener räumlicher Verteilung der Solarstrahlung und sehr dichtem Netz an gut gewarteten Bodenmessungen können Satellitendaten noch signifikante Informationen beisteuern, so dass die Qualität der bodenbasierten Flächendaten erheblich verbessert werden kann. Dies wurde unter anderem in einer umfangreichen Studie für Belgien gezeigt (JOURNEE et al. 2012). Die Bedeutung der Satellitendaten in Relation zu Bodenmessungen wurden bereits in früheren Studien klar diskutiert (PEREZ 1997 und darin enthaltenen Referenzen)

Natürlich ist die Ableitung der Solarstrahlung aus Satelliten im klassischen Sinne keine Messung, sondern basiert auf indirekten Verfahren, welche aus der am Satelliten gemessenen Reflektion auf die solare Einstrahlung am Erdboden (Transmission) schließen. Diese Verfahren sind aufgrund des Energieerhaltungssatzes geeignet die solare Strahlung in sehr guter Qualität abzuleiten, denn was nicht von der Atmosphäre reflektiert wird, wird entweder absorbiert oder es muss den Boden erreichen. Die solare Einstrahlung am Oberrand der Atmosphäre, die nicht von der Atmosphäre ins Weltall reflektiert oder in der Atmosphäre absorbiert wird, bestimmt daher die Menge der solaren Einstrahlung am Erdboden. Die reflektierte Strahlung wird vom Satelliten gemessen, das Verhältnis der reflektierten Strahlung zu der transmittierten kann mittels Strahlungstransfer gut bestimmt werden, wobei die Information über die relevanten Atmosphärenparameter wiederum mittels Satelliten beziehungsweise Datenassimilation gewonnen werden können. Die Messung der Reflektion mittels Satelliten ermöglicht daher unter die Verwendung von Strahlungstransfer die genaue Bestimmung der am Boden ankommenden Strahlung. Gut gewartete Messstationen dienen dabei als Referenz und Validationsgrundlage.

Aufgrund des Energieerhaltungssatzes ist somit die genaue Bestimmung der solaren Einstrahlung aus Satellitendaten möglich (siehe Kapitel 2 für weitere Details). Die solare Einstrahlung am Oberrand der Atmosphäre sowie die Verteilung der strahlungsrelevanten Bestandteile der Atmosphäre sind zeitlich und räumlich sehr variabel. Satellitenbeobachtungen ermöglichen die flächendeckende Beobachtung und Berücksichtigung dieser Variabilität. Dies erklärt die vielseitigen Anwendungsgebiete der aus Satelliten abgeleiteten Solarstrahlung.

Mit satellitenbasierten Daten der solaren Einstrahlung lassen sich photovoltaische Ertragsprognosen und Energiebilanzen solarenergetischer Anlagen erstellen (zum Beispiel HULD et al. 2012, PVGIS: [re.jrc.ec.europa.eu/pvgis](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis)). Weiter können derartige Daten auch zur laufenden Überwachung des Ertrags solcher Anlagen verwendet werden

(HAMMER et al. 2003, PVSAT: [cordis.europa.eu/project/rcn/69518\\_en.html](http://cordis.europa.eu/project/rcn/69518_en.html)). Ganz wichtig sind aus Satellitendaten abgeleitete Vorhersagen der Einstrahlung (zum Beispiel Projekt Eweline: [www.projekt-eweline.de](http://www.projekt-eweline.de)), da so eine Steuerung der Anlage möglich ist und gegebenenfalls die Energieströme anderer Kraftwerke angepasst werden können.

## 2 Die Ableitung der solaren Strahlung aus Satellitendaten

### 2.1 Grundlagen

Die am Oberrand der Atmosphäre eingehende Solarstrahlung kann durch die Atmosphäre ins Weltall zurück gestreut oder absorbiert werden. Beide Prozesse reduzieren die Menge der solaren Einstrahlung, welche den Erdboden erreichen kann.

Es gibt zwei Gruppen von atmosphärischen Bestandteilen, welche die solare Einstrahlung am Erdboden beeinflussen. Zum einen die relative gleichmäßig durchmischten Luftmoleküle (Sauerstoff, Kohlendioxid, Stickstoff), zum anderen die räumlich und zeitlich variablen Bestandteile der Atmosphäre wie Wolken, Aerosole oder Wasserdampf. Diese Bestandteile und ihre Wirkung müssen bei der Ableitung der solaren Strahlung aus Satellitendaten beachtet werden, da sie sowohl Strahlung abschwächen als auch reflektieren.

Die ins Weltall gestreute Strahlung wird vom Satelliten gemessen. Wolken spielen dabei einen dominanten Faktor für die zeitliche und räumliche Variabilität der Strahlung.

Bei vielen Verfahren (wie auch dem in Kapitel 2.2 beschriebenen LUT-Verfahren) ist für die Berücksichtigung des Wolkeneffektes die Kenntnis der Bodenalbedo notwendig. Eine höhere Bodenalbedo bedingt bei gleicher Wolke ein höheres Rückstreuungssignal am Satelliten. Dieser Effekt muss bei vielen Verfahren durch Strahlungstransfer korrigiert werden. Bei dem Heliosat-Verfahren (Kapitel 2.3) jedoch wird dieser Effekt direkt aus der Satellitenmessung bestimmt und die Wirkung der Wolken wird einzig durch Satellitenbeobachtungen definiert. Im wolkenlosen Fall kann die Abschwächung der solaren Einstrahlung durch die Atmosphäre sehr gut ohne Satellitenbeobachtung der Reflektion mit Hilfe von Strahlungstransfer abgeleitet werden. Aber auch in diesem Fall sollte der Effekt der Bodenalbedo berücksichtigt werden.

Nur wenn Information über die Bodenalbedo und die wolkenfreie Atmosphäre vorhanden sind, kann die solare Einstrahlung am Erdboden aus dem Reflexionssignal des Satelliten in guter Qualität gewonnen („retrieved“) werden. Daher werden für die Ableitung der solaren Strahlung aus Satellitendaten, beziehungsweise für die hierfür notwendige Anwendung von Strahlungstransfer, Informationen über die Menge und Verteilung der atmosphärischen Bestandteile benötigt.

Die gleichmäßig durchmischten Gase (z.B. Sauerstoff und Stickstoff) bedingen eine räumlich homogene Abschwächung der einfallenden Sonnenstrahlung. Zudem sind die zugrunde liegenden physikalischen Prozesse (Rayleigh-Streuung) durch Strahlungstransfermodelle gut zu behandeln. Aufgrund der zeitlichen und räumlichen Homogenität dieser Gase genügt es zu ihrer Behandlung Standardprofile der Atmosphäre zu verwenden und somit das vertikale Profil und die Menge an jedem Ort gleich zu setzen.

Wolken, Aerosole, Wasserdampf und Ozon führen ebenfalls zu einer Abschwächung der solaren Einstrahlung am Boden, sind jedoch räumlich und zeitlich sehr variabel, so dass sie bei der Bestimmung der solaren Strahlung am Boden als räumlich und zeitlich aufgelöste Werten verwendet werden müssen. Diese Werte in hinreichender Qualität zu erhalten, ist jedoch keineswegs trivial. Bei den Verfahren zur Ableitung der solaren Strahlung am Boden wird die Wolkeninformation direkt aus den instantanen Satellitendaten bestimmt, da die Bedeckung und optische Dicke der Wolken sehr gut aus Satelliten abgeleitet werden kann. Bei Aerosolen ist die Ungenauigkeit aber recht groß. Da keine ausreichende Abdeckung an Bodenmessungen vorhanden ist, wird daher oft auf Aerosol-Klimatologien (oder Trübungsklimatologien) zurückgegriffen.

Für die Verwendung von Wasserdampf bieten sich zudem Analysedaten von numerischen Wettervorhersagemodellen an. Diese weisen in der Regel eine sehr gute Qualität auf, da durch die Datenassimilation vieler Messdaten die Prognose des Wasserdampfes nah an die Realität herangezogen wird.

Einige Verfahren verwenden auch Trübungsklimatologien, welche den Effekt von Wasserdampf und Aerosol abdecken sollen.

Allen Verfahren liegt im Prinzip folgende Gleichung zugrunde.

Sei  $T$  die „Transmission“ (Durchlässigkeit) der Atmosphäre,  $I_o$  die extraterrestrische Solarstrahlung am Oberrand der Atmosphäre und  $I$  die gesuchte solare Einstrahlung am Erdboden, so gilt

$$I = T \cdot I_o \cdot \cos(SZW) \tag{1}$$

Die Transmission kann in die Wolken-Transmission  $T_{cloud}$  und die Transmission bei wolkenlosem Himmel  $T_{clear}$  aufgeteilt werden, so dass sich folgende Gleichung ergibt:

$$I = T_{cloud} \cdot T_{clear} \cdot I_o \cdot \cos(SZW) \tag{2}$$

Die Verfahren unterscheiden sich im Wesentlichen dadurch, wie  $T_{cloud}$  und  $T_{clear}$  ermittelt werden. Während für die Bestimmung von  $T_{cloud}$  immer vom Satelliten gemessene Reflektionen (Radianzen) benötigt werden, wird  $T_{clear}$  oft auch ohne direkte Verwendung von am Satelliten beobachteten Reflektionen ermittelt.

Für die Ableitung der solaren Einstrahlung haben sich im Prinzip zwei Arten von Verfahren etabliert. Die einen beruhen auf Strahlungstransferrechnungen bei denen die sogenannten „look-up-tables“ (LUT) verwendet werden. Dabei werden die notwendigen Strahlungstransfer-Rechnungen einmal durchgeführt und in den LUTs gespeichert. Zur jeweils aktuellen Bestimmung der solaren Strahlung werden diese dann ausgelesen und interpoliert. Diese Verfahren werden meist im Bereich der Klimatologie verwendet (siehe Kapitel 2.2).

Zum andern existieren Verfahren, die im ersten Schritt auf der Berechnung der effektiven Wolkenalbedo aus Satellitendaten beruhen. Im zweiten Schritt wird dann die Strahlung mittels „Clear sky“-Modellen bestimmt. Die solare Strahlung am Boden für wolkenfreie Bedingungen kann hier ebenfalls mittels Strahlungstransferrechnungen bestimmt werden. Dieses Verfahren hat sich in unterschiedlichen Versionen als Standardverfahren zur Ableitung von Solarstrahlungs-Daten im Bereich der Solarenergie etabliert. Das „Helisoat“ genannte Verfahren wird in Kapitel 2.3 näher behandelt. Es gibt einige andere Verfahren (zum Beispiel neuronale Netze), die hier aber nicht weiter behandelt werden.

## 2.2 LUT-Verfahren

Strahlungstransfermodelle ermöglichen die Bestimmung des Verhältnisses zwischen Reflektion und der solaren Einstrahlung am Erdboden für gegebene Wolken, Aerosol und Wasserdampfinformation sowie Bodenbedo. Sie können die physikalischen Strahlungsprozesse genau wiedergeben. Eine jeweils aktuelle Berechnung der Solarstrahlung aus Satellitenmessungen mit Hilfe von Strahlungstransfermodellen wäre zwar theoretisch denkbar, ist aber für den praktischen Einsatz viel zu langsam. Daher wird gewöhnlich auf „Look-Up“-Tabellen (LUTs) zurückgegriffen. Das entsprechende Verfahren wird fortan als LUT-Verfahren bezeichnet.

Bei diesem Verfahren werden einmalig die solare Einstrahlung (Transmission) für eine Vielzahl unterschiedlicher Zusammensetzungen der atmosphärischen Variablen und der Bodenbedo berechnet und in einer Datei, der „Look Up Table“, gespeichert. Ist diese LUT einmal berechnet kann sie beliebig oft und für beliebige Zusammensetzung der Atmosphäre und Bodenbedo verwendet werden um mittels einfacher Interpolation die solare Einstrahlung zu berechnen. Interpoliert wird dabei zwischen den diskreten Werten der Bodenbedo und atmosphärischen Variablen für welche die solare Einstrahlung in der LUT gespeichert ist. Abbildung 7-1 illustriert das Prinzip des LUT-Verfahrens.

Für den bewölkten Fall enthalten die Look-Up-Tabellen das Verhältnis der solaren Einstrahlung am Erdboden zu der am Oberrand der Atmosphäre ausgehenden solaren Strahlung. Die ausgehende Strahlung wird dabei von Satelliten gemessen und mittels Anisotropiekorrektur (siehe Kapitel 4) von Radianzen in Strahlungsflüsse überführt. Mithilfe die-

seiner Beobachtungsgröße lässt sich dann für gegebene Mengen von Aerosol, Wasserdampf und Ozon mittels Interpolation in den LUTs die solare Einstrahlung berechnen.

Hierfür (für die Berechnung der LUTs) muss das Verhältnis zwischen reflektierter und transmittierter Solarstrahlung vorher für viele möglichen Kombinationen der atmosphärischen Variablen berechnet werden. Die relevanten Variablen (Wolken, Aerosole, Wasserdampf, Ozon) werden bei diesem Verfahren in diskrete Mengen aufgeteilt.

Die Rechnungen, deren Ergebnisse in den LUTs abgespeichert werden, werden für diese diskreten Werte der atmosphärischen Variablen durchgeführt, zum Beispiel 0,1; 0,2; 0,3 für die Aerosol Optische Dichte. Bei der Anwendung der LUTs wird dann der Wert für die tatsächlich in der Atmosphäre vorhandene Menge linear zwischen den Daten für die in den LUTs gespeicherten Mengen interpoliert.

Es bietet sich an, die LUTs für „wolkenfreie“ Situationen und bewölkte Situation getrennt zu berechnen. Dies ist dadurch motiviert, dass, im wolkenlosen Fall das am Satelliten gemessene Signal durch die Bodenreflektivität dominiert ist. Die Bodenbedo hat somit einen erhebli-

chen Effekt auf die reflektierte Strahlung hat, während ihr Einfluss auf die solare Einstrahlung recht gering ist. Dies bedeutet, dass Fehler in der Bodenbedo sich im wolkenfreien Fall stärker auf das am Satelliten gemessene Signal auswirken, als auf die Einstrahlung am Erdboden, so dass es ratsam sein kann für die solare Einstrahlung im wolkenlosen Fall auf die Verwendung der am Satelliten gemessenen reflektierten Strahlung zu verzichten. Es bedeutet des Weiteren, dass auch bei den LUT-Verfahren die Satelliteninformation im Wesentlichen für die Bestimmung des Wolkeneffekts verwendet wird.

### 2.2.1 Atmosphärische Variablen

Der Effekt der relevanten atmosphärischen Variablen ist bezüglich Stärke und Arte sehr unterschiedlich. Ozon ist im Kontext der globalen Einstrahlung von relativ geringer Bedeutung, das heißt, relative große Änderungen im Ozongehalt bedingen relative kleine Änderungen in der breitbandigen solaren Einstrahlung. Es genügt daher für Ozon Klimatologien zu verwenden.

Während es bei Wasserdampf und Ozon genügt, die in der Atmosphäre vorhandene (integrierte) Menge zu kennen, so ist dies bei Aerosolen und Wolken nicht ausreichend.

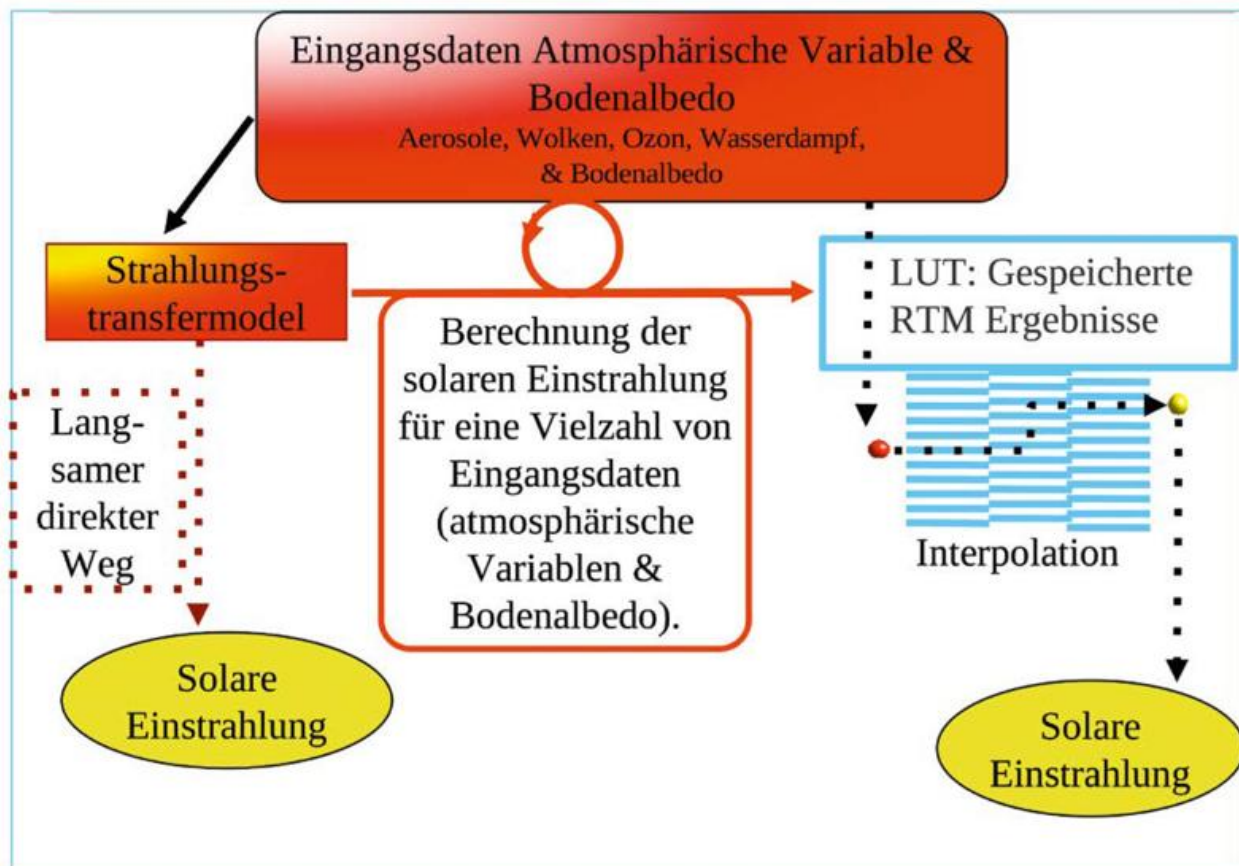


Abb. 7-1: Illustration des LUT-Verfahrens. Anstatt jedes Mal die sehr langsame direkte Berechnung der solaren Einstrahlung mittels eines Strahlungstransfermodells (RTMs) durchzuführen, wird einmalig für eine Vielzahl unterschiedlicher Zusammensetzungen der atmosphärischen Variablen und der Bodenbedo die solare Einstrahlung berechnet und in einer Datei namens „Look Up Table“ gespeichert. Ist diese LUT einmal berechnet kann sie beliebig oft und für beliebige Zusammensetzung der Atmosphäre und Bodenbedo verwendet werden um mittels einfacher Interpolation die solare Einstrahlung zu berechnen. Interpoliert wird dabei zwischen den diskreten Werten der Bodenbedo und der atmosphärischen Variablen, für welche die solare Einstrahlung in der LUT gespeichert ist.

Wolken und Aerosole absorbieren Licht und streuen es aber auch. Bei Wolken ist der Effekt der Streuprozesse auf die Einstrahlung sehr viel höher als der relativ schwache Absorptionseffekt. Auch bei vielen Aerosoltypen dominiert der Streueffekt. Allerdings treten zum Beispiel bei urbanen Aerosolen auch erhebliche Absorptionsanteile auf. Diesbezüglich muss bei den Aerosolen nicht nur die Menge bekannt sein - also beispielsweise die Aerosol Optische Dicke (AOD), es bedarf auch der Information über die Relation zwischen Absorptions- und Streuanteil (letztlich also über den Aerosoltyp). Bei den Wolken ist der Reflexionsanteil dominant, so dass es genügt, die optische Dicke und den effektiven Tropfenradius zu berücksichtigen (die schwache Absorption an Wassertropfen wird von den Strahlungstransportmodellen berücksichtigt, verschmutzte Wolken werden jedoch meist nicht behandelt). Eiswolken weisen allerdings ein anderes Verhältnis von Einstrahlung und Reflexion auf, so dass bei LUTs eine getrennte Betrachtung von Eis- und Wasserwolken ratsam ist.

Die Qualität der Ergebnisse der LUT Verfahren resultiert aus den Näherungen im Strahlungstransportmodell und der Qualität der Input-Daten. Die Genauigkeit, sowie die zeitliche und räumliche Auflösung der Informationen über Aerosol Optische Dichte und Typ, bedürfen noch erheblicher Verbesserungen, insbesondere für die Ableitung der Direktstrahlung. Weiter werden Wolken gewöhnlich als homogen und planparallel angenommen. Es gibt zwar Strahlungstransportmodelle, welche es ermöglichen, die heterogenen Wolkenstrukturen zu berücksichtigen, der Rechenaufwand für diese Modelle (zum Beispiel SHDOM, MC-Verfahren) ist aber enorm. Zudem existiert zurzeit kein operationeller Satellit, welcher die notwendigen dreidimensionalen Informationen über die Wolken liefert (GIRODO 2003). Dies führt natürlich zu Unterschieden zwischen der berechneten und der realen Relation von Einstrahlung Erdbodenoberrand der Atmosphäre.

### 2.2.2 Optimierung der LUT

Die Diskretisierung der Atmosphärenvariablen wird beim LUT-Verfahren durchgeführt um eine endliche Anzahl an Rechnungen zu erreichen. Da die Rechnungen bei herkömmlichen Verfahren für alle Kombinationen der diskreten Atmosphärenzustände durchgeführt werden müssen, können so trotzdem einige hundert Tausend Strahlungstransfer-Rechnungen notwendig werden.

Die Kunst eines guten LUT-Verfahrens ist es daher, den Effekt, den die Atmosphäre auf die Einstrahlung hat, einerseits mit möglichst wenig Strahlungstransferrechnungen zu bestimmen, das heißt, mit möglichst wenig Kombinationen von Eingangsgrößen in den LUTs, andererseits aber ohne signifikanten Verlust an Genauigkeit. Der Grund hierfür ist die Notwendigkeit bei operationellen Verfahren eine gute Rechengeschwindigkeit zu erreichen. Sind in den LUTs zu viele Ergebnisse der Strahlungstransportrechnungen gespeichert, so werden sie sehr groß

und die Interpolation innerhalb der LUTs verlangsamt die Rechenoperationen enorm. Da bei Satellitendaten viele Pixel berechnet werden müssen, ist dies ein Problem bei der operationellen Verwendbarkeit.

Eine naheliegende Optimierungsmöglichkeit ist die Optimierung der Abstände zwischen den diskreten Werten der Atmosphärenparameter. Ozon hat einen geringen Einfluss auf die Globalstrahlung, so dass die Schrittweite sehr grob sein kann. So reichen drei bis fünf Werte aus, um den Einfluss auf die Strahlung hinreichend genau zu berücksichtigen.

Aufgrund der geringen räumlichen und zeitlichen Variabilität der Luftmoleküle genügt es, beispielsweise bei den Strahlungstransferrechnungen, auf ein Standardprofil zurückzugreifen.

Zum Abschluss werden am Beispiel der Strahlung beim wolkenlosen Fall Optionen für die Optimierung der notwendigen LUT-Rechnungen diskutiert. Es ist wichtig zu beachten, dass die genannten Parametrisierungen auch für den bewölkten Fall anwendbar sind, dort müssen sie jedoch sowohl für die einkommende als auch für die ausgehende Strahlung vorgenommen werden. Details hierzu finden sich in MUELLER et al. (2009).

Um die Anzahl der notwendigen LUT-Rechnungen ohne Qualitätsverlust zu reduzieren, zieht man Nutzen aus dem Umstand, dass der Effekt der Absorber Ozon und Wasserdampf auf die Strahlung in guter Näherung unabhängig von dem Aerosolgehalt und dem vorliegenden Aerosoltyp ist. Somit kann man für festen Ozon und Wasserdampfgehalt (zum Beispiel 345 DU, 15 mm H2O) eine Basis-LUT berechnen, welche es ermöglicht, die zeitliche und räumliche Variation der Aerosole zu berücksichtigen. Abweichungen vom Wasserdampf und Ozon können dann durch sogenannte Parametrisierungen korrigiert werden, so dass nur wenige LUT-Berechnungen für Wasserdampf und Ozon notwendig sind. Bei Aerosolen empfiehlt es sich bei der AOD zehn bis zwölf Werte zu verwenden, da die Relationen zwischen AOD und gesuchtem Verhältnis nicht linear sind. Details sind in MUELLER (2009) zu finden.

$$SIS = \left( SIS^{LUT}_{(aod,ssa,gg)} + SIS^{COR}_{H2O} + SIS^{COR}_{O3} \right) \cdot (0,98 + 0,1 \cdot SAL) \tag{3}$$

wobei SIS die solare Einstrahlung für wolkenfreie Situationen ist,  $SIS^{LUT}$  ist die aus der Basis-LUT abgeleitete Strahlung für variables Aerosol, aber fixes H2O, O<sub>3</sub> und SAL. Die Variationen von H2O, O<sub>3</sub> und SAL werden durch die entsprechenden Korrekturterme  $SIS^{cor}$  vorgenommen, hinter denen Parametrisierungen stehen. Beispielsweise korrigiert  $SIS^{cor}_{H2O}$  den Effekt auf die Strahlung, der durch die Abweichung von H2O relativ zum festen Wert von 15 mm resultiert. Letztlich werden die Effekte der Bodenalbedo korrigiert, die für die Berechnung der LUT auf 0,2 gesetzt war.

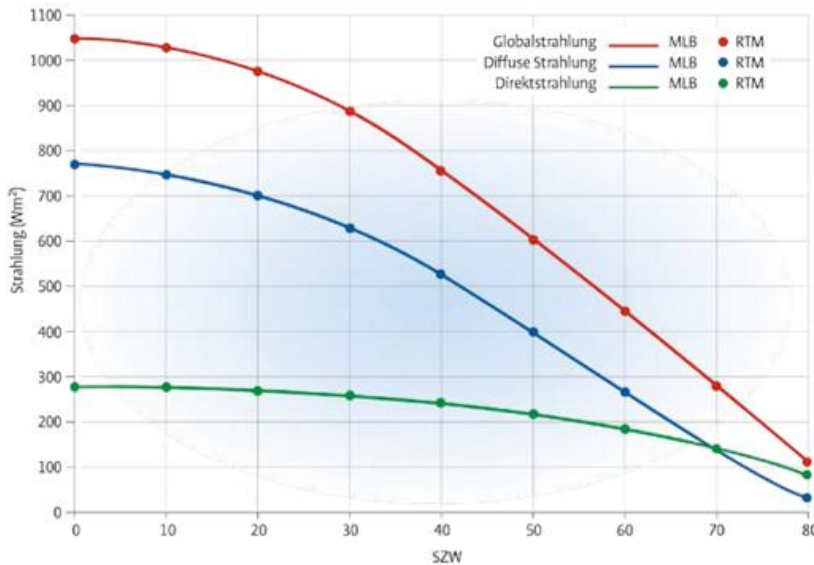


Abb. 7-2: Vergleich zwischen expliziten Ergebnissen eines Strahlungstransfermodells (RTM) und der **Modified-Lambert-Beer** (MLB)-Beziehung, hier für maritimes Aerosol mit einer AOD von 0,2.

Dadurch ist es möglich die Anzahl der notwendigen Rechnungen um einen Faktor von  $>10^3$  zu reduzieren. Die berechnete solare Einstrahlung hängt neben dem Zustand der Atmosphäre auch wesentlich vom Sonnenzenitwinkel (SZW) ab. Im Allgemeinen genügt es, den SZW von 0 bis  $90^\circ$  in  $10^\circ$ -Schritten zu berücksichtigen. Die Anzahl der relevanten SZW kann auf zwei reduziert werden, sofern die sogenannte **Modified-Lambert-Beer** (MLB)-Relation verwendet wird (MUELLER et al. 2004). Die modifizierte Lambert-Beer-Relation beruht auf dem Lambert-Beer-Gesetz, welches zur Anwendung auf breitbandige Strahlung mit einem Streuanteil modifiziert wurde.

Die Abhängigkeit der solaren Einstrahlung vom Sonnenzenitwinkel kann damit sehr gut wiedergegeben werden, dies ist in Abb. 7-2 illustriert.

Die MLB wird verwendet um die Abhängigkeit der in Gleichung 3 aufgeführten Korrekturterme (COR) vom Sonnenzenitwinkel zu berücksichtigen.

### 2.3 Heliosat-Verfahren

Auch beim Heliosat-Verfahren wird die am Satelliten gemessene reflektierte Strahlung zu der solaren Einstrahlung am Boden in Bezug gesetzt. Dabei wird im ersten Schritt aus der am Satelliten gemessenen reflektierten Strahlung die effektive Wolkenalbedo bestimmt. Diese gibt die effektive Rückstreuung der Strahlung durch die Wolken an. Die Strahlung, die nicht von den Wolken reflektiert wird, kann weiterhin den Boden erreichen, sofern sie nicht absorbiert oder von Luft- und Aerosolpartikeln zurückgestreut wird. Der Anteil kann durch Strahlungstransfer bestimmt werden, in dem die Streuung und die Absorptionsprozesse der wolkenlosen Atmosphäre bestimmt werden. Dadurch kann im zweiten Schritt aus der Wolkenalbedo die solare Einstrahlung gewonnen werden.

Physikalisch kann man sich das Heliosat-Verfahren wie folgt plausibel machen: Sei  $T$  die „Transmission“ (Durchlässigkeit) der Atmosphäre,  $I_o$  die extraterrestrische Solarstrahlung am Oberrand der Atmosphäre und  $I$  die gesuchte solare Einstrahlung am Erdboden überführt, so gilt

$$I = T \cdot I_o \cdot \cos(SZW) \quad (4)$$

Die zentrale Idee des Heliosat-Verfahrens ist es, die Wolkentransmission  $T_{cloud}$  und die Transmission  $T_{clear}$  bei wolkenlosem Himmel getrennt zu behandeln. Für die Einstrahlung am Erdboden gilt dann:

$$I = T_{clear} \cdot T_{almud} \cdot I_o \cdot \cos(SZW) \quad (5)$$

Der Term  $T_{clear} \cdot I_o \cdot \cos(SZW)$  ist aber nichts anderes wie die Einstrahlung bei unbewölktem Himmel,  $I_{clear}$ , so dass sich ergibt:

$$I = I_{clear} \cdot T_{cloud} \quad (6)$$

Die Strahlung  $I_{clear}$  beziehungsweise die Transmission  $T_{clear}$  kann im wolkenlosen Fall gut durch Strahlungstransferrechnungen ermittelt (siehe Kapitel 2.2) oder physikalischen Parametrisierungen, wie zum Beispiel dem ESRA-Modell, ermittelt werden. Einen guten Überblick über entsprechende Modelle findet sich in INEICHEN et al. (2006). Damit reduziert sich das Problem auf die Ermittlung von  $T_{cloud}$ .

Aus Gründen der Energieerhaltung gilt, dass der Anteil (Werte zwischen 0 und 1) der Strahlung, der nicht von der Wolke zurückgestreut wird,  $R_{cloud}$ , oder in ihr absorbiert wird,  $A_{cloud}$ , als „Transmission“ durch diese hindurch geht,  $T_{cloud}$ , damit an der Wolkenunterkante ankommt und die solare Strahlung am Boden ergibt. Dies wird durch folgende Gleichung ausgedrückt:

$$T_{cloud} = 1 - R_{cloud} - A_{cloud} \quad (7)$$

Die Absorption in den Wolken ist im Vergleich zur Reflexion sehr klein, so dass in guter Näherung angenommen werden kann, dass  $A_{cloud} = 0$  ist. Es ist aber zu sagen, dass dies keine Limitation des Heliosat-Verfahrens ist, da die Absorption in dem Verfahren empirisch oder durch Parametrisierung gemäß Gleichung 8 berücksichtigt werden kann ( $a$  ist dabei eine empirische Konstante), wie dies bei den Algorithmen des SAFs geschieht (LSA-SAF 2012).

$$A_{cloud} = a \cdot R_{cloud} \quad (8)$$

Es ist bei dieser theoretischen Betrachtung jedoch zu berücksichtigen dass sich die Vernachlässigung der Absorption in Gleichung 7 beim Heliosat-Verfahren bewährt hat, da hier anstelle der Wolkenalbedo, die effektive Wolkenalbedo aus dem Satelliten abgeleitet wird. Durch

Vernachlässigung der Absorption ergibt sich

$$T_{cloud} = 1 - R_{cloud} \tag{9}$$

und mittels Gleichung 6 ergibt sich die grundlegende Heliosat-Gleichung:

$$I = I_{clear} \cdot (1 - R_{cloud}) \tag{10}$$

Durch Division mit  $I_{clear}$  ergibt sich der sogenannte „Clear Sky“-Index  $k$ , der als  $I/I_{clear}$  definiert ist

$$k := I/I_{clear} = 1 - R_{cloud} \tag{11}$$

$R_{cloud}$  ist ein Maß für das Reflexionsvermögen (Albedo) der Wolken, das mittels Satellitendaten bestimmt wird.  $I_{clear}$  wird mit LUT-Verfahren oder entsprechenden physikalischen Parametrisierungen berechnet (INEICHEN 2006).

$R_{cloud}$  stellt die Wolkenalbedo dar. Aus dem Signal am Satelliten ist jedoch nicht die Wolkenalbedo, sondern die effektive Wolkenalbedo ableitbar. Dies liegt darin begründet, dass bei der beobachteten Reflexion auch immer ein Bodenanteil dabei ist, der korrigiert werden muss. Desweiteren müssen instrumentenspezifische Korrekturen vorgenommen werden. Folgend wird die Ableitung der effektiven Wolkenalbedo aus dem Satellitensignal beschrieben.

Die effektive Wolkenalbedo  $R_{cloud}$  wird aus Satellitenmessungen unter der Annahme bestimmt, dass die Wolke stärker reflektiert als der Boden. Damit ist die Reflexion bei wolkenloser Atmosphäre minimal  $\rho_{min}$ . Dieses Minimum wird statistisch über einen angemessenen Zeitraum (1 Monat) für jedes Satellitenpixel und jeden Scan-Zeitpunkt gemittelt. Die maximale Reflexion im Pixel  $\rho_{max}$  ergibt sich im Falle vollständiger Bedeckung mit dicken Wolken. Die effektive Wolkenalbedo  $R_{cloud}$  kann somit aus der gemessenen Reflexion mittels der folgenden Gleichung gewonnen werden:

$$R_{cloud} = \frac{\rho - \rho_{min}}{\rho_{max} - \rho_{min}} \tag{12}$$

Die Eingangsgrößen zur Berechnung der effektiven Wolkenalbedo sind gemessene Reflexionen in einem sichtbaren Kanal.

Um die Abhängigkeit der Wolkenhelligkeit vom Sonnenzenitwinkel (SZW) zu eliminieren, wird die gemessene Reflexion im ersten Schritt mit dem Kosinus des SZW normiert. Zudem wird ein „Offset“  $C_0$  abgezogen, welcher dem Dunkelsignal des Messinstruments geschuldet ist, das aus technischen Gründen meist nicht Null ist (dieser Schritt ist nur bei der Verwendung von „Counts“ notwendig). Es ergeben sich somit normierte „Counts“ der Reflexion, welche nur noch den Effekt der Wolkenstreuung und der planetarischen Clear-Sky-Reflexion beinhalten:

$$\rho = \frac{C - C_0}{\cos(\alpha)} = \frac{C - C_0}{\cos(SZW)} \tag{13}$$

$\rho_{max}$  und  $\rho_{min}$  werden jeweils aus Messungen über einen längeren Zeitraum (monatlich) bestimmt. Für  $\rho_{max}$  wird der Wert genommen, unter dem 95 % der ermittelten  $\rho$ -Werte liegen. Er gibt sozusagen den Mittelwert der Reflexion optisch sehr dicker Wolken wieder. Die monatliche Bestimmung erlaubt die Berücksichtigung eventueller Änderungen der Radiometerempfindlichkeit.

$\rho_{min}$  wird analog als minimaler Wert innerhalb einer „Sigma“-Grenze bestimmt. Dieser Wert wird monatlich für jede Uhrzeit neu bestimmt, auch um eventuelle Langzeitänderungen der Bodenalbedo sowie Anisotropie-Effekte der Bodenalebdo zu berücksichtigen.

Da alle Größen in den beschriebenen Heliosat-Gleichungen mit dem gleichen Radiometer gemessen werden, kann  $R_{cloud}$  auch direkt aus den „Counts“ bestimmt werden. Somit werden bei dem Verfahren keine kalibrierten Radianzen benötigt. Die regelmäßige Messung der maximalen Reflektivität führt zu einer automatisierten „Kalibrierung“ des Satelliten „on the fly“. Hierfür ist ein stabiles Zielgebiet für die Berechnung von  $\rho_{max}$  notwendig. Die entsprechende Methode wird Selbstkalibrations-Methode genannt. Mit ihnen kann die Alterung der optischen Instrumente überwacht und korrigiert werden, die sich in einer Verringerung der gemessenen maximalen Reflexion äußert. Dieser einfache Ansatz ist sehr robust und effektiv (MUELLER et al. 2012).

Allerdings stellen helle Oberflächen ein Problem dar, da dann die aus dem Satelliten abgeleitete effektive Wolkenalbedo stark von der in Gleichung 7 verwendeten Wolkenalbedo, abweichen kann. Anschaulich kann man sich das bei Wolken über Schnee klar machen.  $\rho_{min}$  ist dann sehr groß und selbst eine optisch dicke Wolke führt nicht mehr zu einem signifikant höheren  $\rho$  im Vergleich zu  $\rho_{min}$ , somit wird die Unsicherheit in der Bestimmung der effektiven Wolkenalbedo sehr groß, da das Wolkensignal sehr klein ist. Zudem ist aufgrund des statistischen Ansatzes die Unterscheidung zwischen Schnee und Wolke schwierig, so dass die klassische Heliosat Methode bei schneebedeckten Oberflächen zu relativ großen Fehlern führen kann. Bei der Verwendung von Heliosat für MSG haben DUERR und ZELENSKA (2007) das Verfahren durch Nutzung weiterer spektraler Kanäle soweit verbessert, dass es bei Schneebedeckung signifikant besser wie das Originalverfahren ist. Allerdings kann dieses Verfahren nicht auf die erste Generation der Meteosat-Satelliten angewandt werden, da hierfür die notwendigen Kanäle fehlen. Für diese Satellitenserie kann jedoch ein Fuzzy-Logic-Verfahren verwendet werden, um die Qualität der abgeleiteten solaren Einstrahlung bei Schneebedeckung zu verbessern (Posselt et al. 2012).

Das klassische Verfahren hat jedoch einige folgende Vorteile. Es handelt sich um ein einfaches, aber sehr robustes Verfahren. Es werden zur Berechnung qualitativ hochwertiger Daten der globalen Einstrahlung nur ein Kanal im Sichtbaren benötigt. Dies bedeutet, dass Aufwand und Datenverarbeitung sowie die Archivierung relativ klein gehalten werden können.

Unabhängig, welches Verfahren verwendet wird, liegt ist kein zeitintensives „Kalibrieren“ notwendig. Da mit relativen Größen gearbeitet wird, kalibriert sich über die Bestimmung von  $\rho_{max}$  das Verfahren „selbst“. Dies ist insbesondere von Vorteil, da die Kalibration von Satelliten im All natürlich wesentlich schwieriger ist, als beispielsweise die Kalibration von Bodenmessgeräten.

Die Ableitung der effektiven Wolkenalbedo ist in Abbildung 7-3 schematisch dargestellt. In Abbildung 7-4 sind Langzeitmittel der berechneten Wolkenalbedo zu finden.

Es ist zu beachten, dass in der formalen Ableitung des Heliosat-Verfahrens die Annahme isotroper Strahlung steckt, da alle bisher aufgeführten Gleichungen nur für Strahlungsflüsse gelten. Da am Satelliten Strahldichten gemessen werden, ist isotrope Reflexion nötig um diese direkt in Strahldichten umzusetzen. Alle nichtisotropen Effekte, zum Beispiel durch Reflexion bei kleinen Streuwinkeln oder von dreidimensional strukturierten Wolken führen somit zu Fehlern. Mit verschiedenen Ansätzen können solche Effekte empirisch korrigiert werden (zum Beispiel GIRODO et al. 2006, WYSER et al. 2002). Allerdings ist die Rückstreuung durch Wolken in guter Näherung isotrop. Die Anisotropie der Rückstreuung durch die wolkenlose Atmosphäre und den Erdboden mittels  $\rho_{min}$  bereits berück-

sichtigt. Dies erklärt warum das Heliosat-Verfahren so gut funktioniert.

Sobald die effektive Wolkenalbedo  $R_{cloud}$  bestimmt ist, kann mittels Gleichung 10 unter Verwendung eines Clear-Sky-Modells die solare Einstrahlung am Erdboden bestimmt werden. Das heißt zur Bestimmung der solaren Einstrahlung am Erdboden wird ein Modell benötigt, welches bei wolkenfreiem Himmel die solare Einstrahlung berechnet. Dieses Clear-Sky-Modell kann beispielsweise auf einem Look-up-Tabellenansatz basieren (MUELLER et al. 2009).

Diese Modelle basieren auf Strahlungstransfermodellen (RTM's) und nutzen die volle Information der wolkenfreien Atmosphäre aus, sie berücksichtigen neben der Standardatmosphäre, Wasserdampfgehalt, Aerosol Optische Dicke und Aerosoltyp. Eines dieser Modelle ist SPEMAGIC, welches zudem spektral aufgelöste Strahlung liefert (MUELLER et al. 2012).

Zur Berechnung der Clear-Sky-Strahlung kommen aber oft auch einfache, auf empirischen Formeln beruhende Modelle, welche die atmosphärische Trübung als Maß für den Effekt der Abschwächung der solaren Einstrahlung im wolkenlosen Fall nutzen zum Einsatz (zum Beispiel HAMMER et al. 2003).

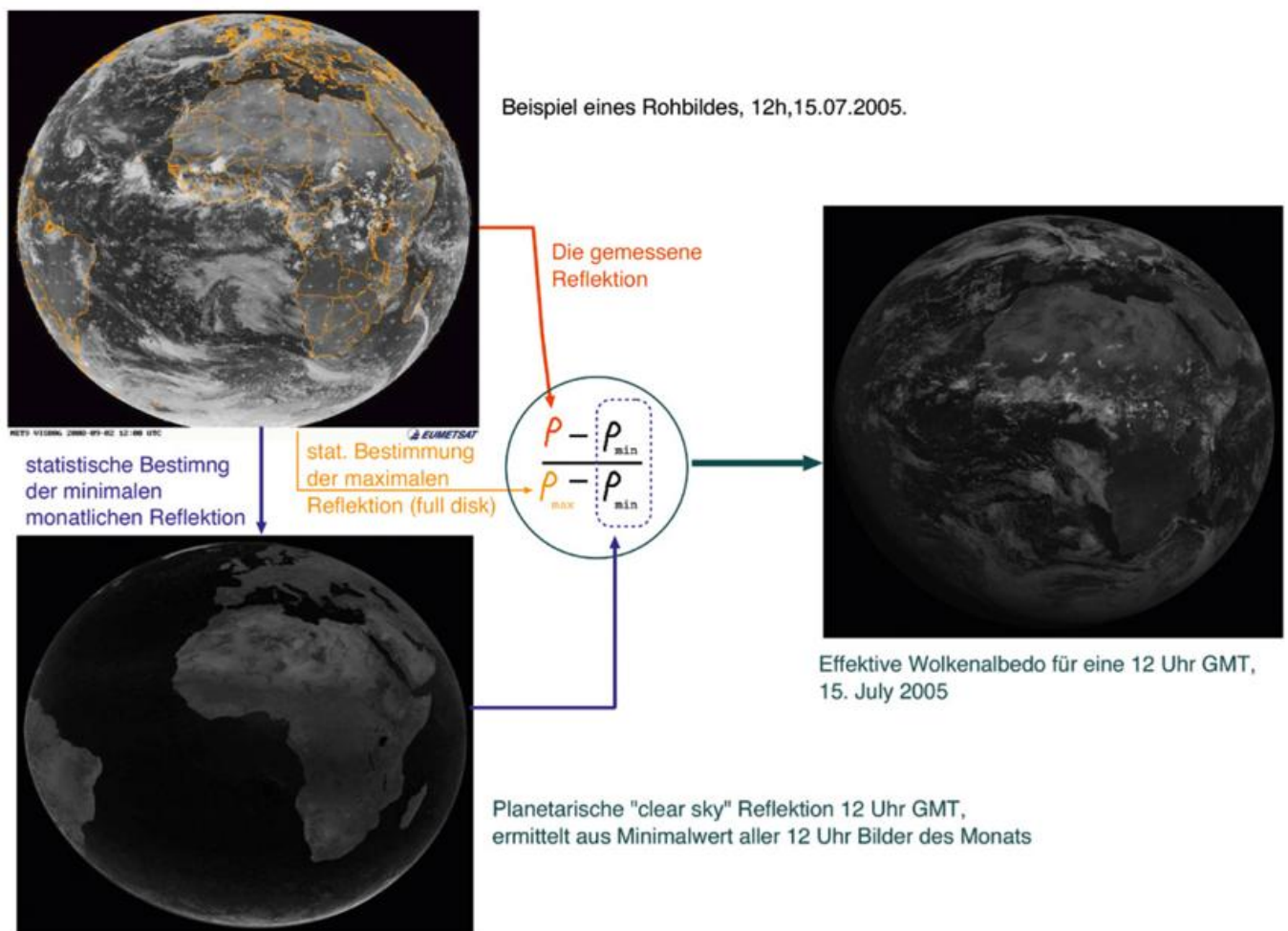


Abb. 7-3: Schema des Heliosat-Verfahrens zur Bestimmung der effektiven Wolkenalbedo.

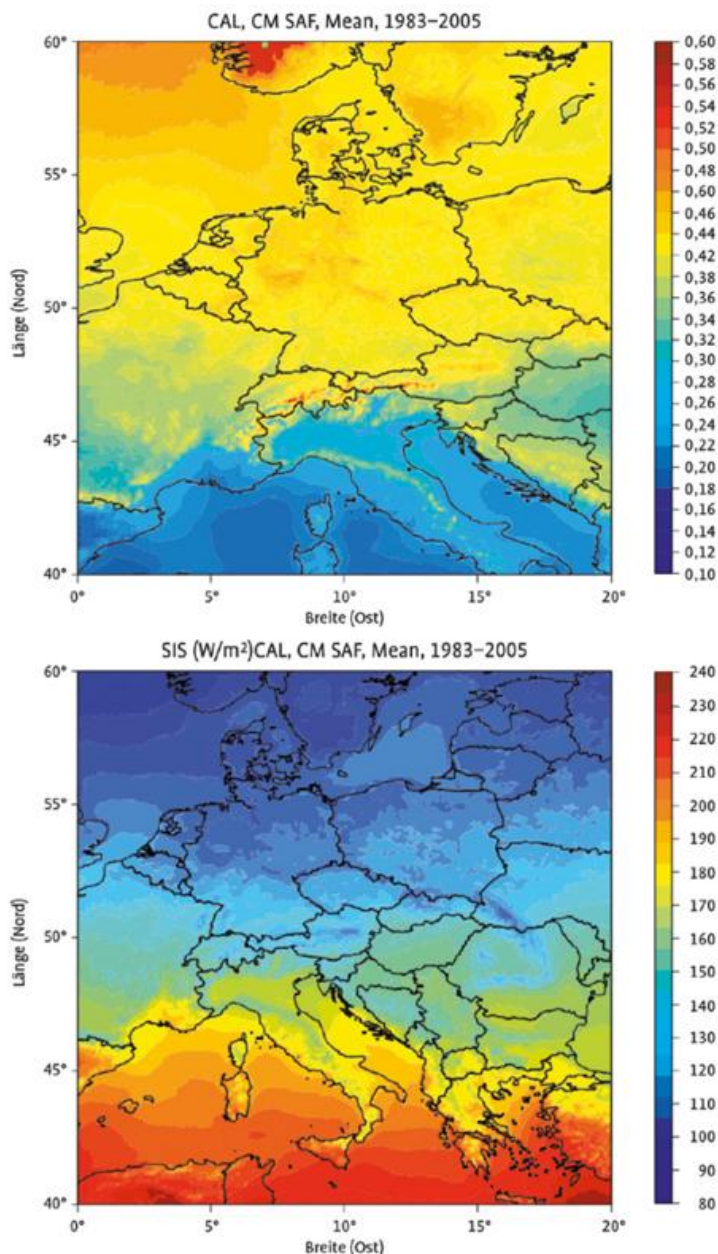


Abb. 7-4: Oben: Langjähriger Mittelwert (1983-2005) der effektiven Wolkenalbedo (CAL) in Mitteleuropa, gewonnen mit der Heliosat-Methode und angewendet auf die geostationären METEOSAT Satelliten der ersten Generation. Unten: Aus der effektiven Wolkenalbedo abgeleitete Globalstrahlung.

### 2.3.1 Direktstrahlung

Für viele Anwendungen im Bereich der Solarenergie ist nicht die solare Globalstrahlung von Interesse, sondern nur der Anteil der direkten Sonne, die solare Direktstrahlung  $I_{dir}$ .

Für den wolkenfreien Fall kann sie mittels empirischer Ansätze ermittelt werden. Gleichung 14 gibt die Formel zur Ableitung der Direktstrahlung nach MUELLER (2009) an, da die damit berechneten Daten die einzige zurzeit frei verfügbare Datenquelle angemessener Qualität darstellt:

$$I_{dir} = I_{dir,clear} \cdot (k - 0,38 \cdot (1 - k))^{2,5} \tag{14}$$

Dabei ist  $k = I/I_{clear} = (1 - R_{cloud})$  der „Clear Sky“-Index gemäß Gleichung 11.

Der „Clear Sky“-Index kann auch aus LUT-Verfahren abgeleitet werden, so dass die Bestimmung der Direktstrahlung mittels Gleichung 14 unabhängig vom gewählten Verfahren (LUT-Verfahren oder Heliosat) ist.

Unabhängig davon ob ein LUT-Verfahren oder ein Heliosatähnliches Verfahren zur Bestimmung des Wolkeneffektes verwendet wird, kann für wolkenlose Situationen ein auf RTM beruhendes LUT-Verfahren angewandt werden.

Im wolkenfreien Fall resultiert die größte Unsicherheit aus den Aerosolen. Insbesondere die Direktstrahlung ist sehr sensitiv im Bezug auf Fehler in der Aerosolinformation. Dies liegt in dem starken Effekt der AOD auf die Direktstrahlung begründet.

Die Abbildung 7-5 zeigt die AOD und die Direktstrahlung bei wolkenlosem Himmel und einem festen Sonnenzenitwinkel von 60° für zwei unterschiedliche Monate. Es ist klar zu erkennen, dass der Effekt hoher AOD-Werte auf die Direktstrahlung sehr groß ist. Unglücklicherweise ist die Unsicherheit in der Aerosoloptischen Dichte recht hoch. Dies resultiert in einer signifikant erhöhten Unsicherheit in der Bestimmung der Direktstrahlung. Abbildung 7-6 zeigt beispielhaft den resultierenden Unterschied in der direkten Normal-Solarstrahlung (DNI) bei Verwendung von zwei unterschiedlichen etablierten Aerosolklimatologien (KINNE et al. 2005, HESS et al. 1989), die beide beim CM-SAF zur Ableitung von solarer Einstrahlung eingesetzt wurden und im Mittel zu guten Ergebnissen für die Globalstrahlung führen.

### 2.4 Beispiele und Genauigkeit der Satellitendaten

Für die Validation der Strahlungsbilanz am Erdboden unter Verwendung von Satellitenmessungen stehen Bodenmessungen, zur Verfügung zum Beispiel aus GEBA (Global Energy Balance Archive; OHMURA und GILGEN 1993). Es hat sich jedoch gezeigt, dass die Qualität der historischen Messungen sehr unterschiedlich ist. Deshalb initiierte das WCRP (World Climate Research Programme) an einigen ausgewählten Ankerstationen das BSRN- (Baseline Surface Radiation Network) Programm, welches einen präzisen Datensatz für die Validation von Satellitendaten am Boden zur Verfügung stellt (HICKS et al. 1996, GILGEN et al. 1995). Im Rahmen von BSRN (<http://www.bsrn.awi.de>) sind Verfahren zur Prüfung der Messqualität abgeleitet und etabliert worden. Diese Prüfverfahren und Messstandards werden von allen Stationen, die im Rahmen von BSRN-Messungen der Wissenschaft zur Verfügung stellen, angewendet, so dass ein Datensatz von Messungen der Strahlung (solar und thermisch) am Erdboden entsteht, welcher eine hohe und nachvollziehbare Qualität hat, die dann zum Vergleich mit den Satellitenda-

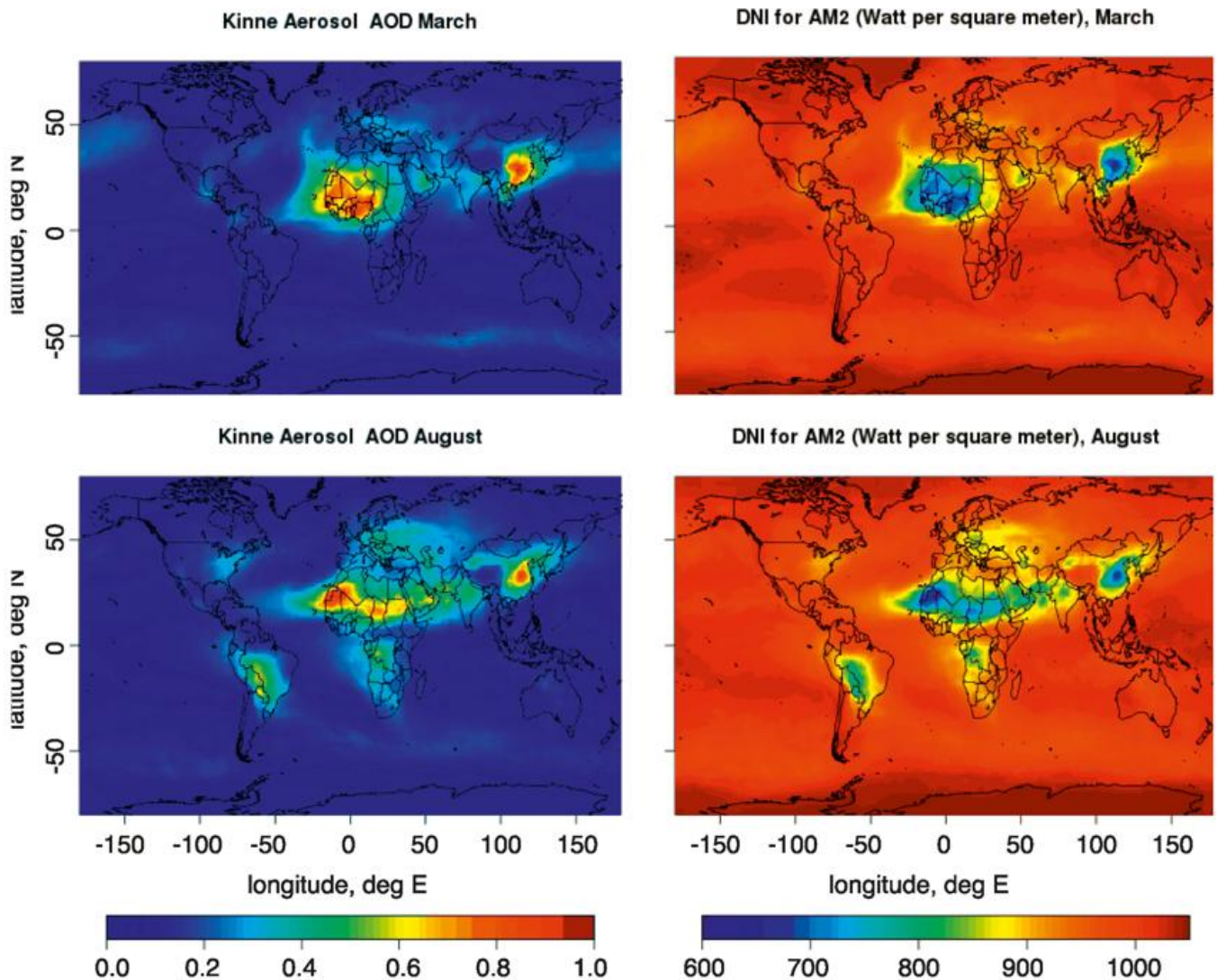


Abb. 7-5: Die Bilder links illustrieren die enormen Unterschiede in der globalen Verteilung der Aerosol Optischen Dichte (Aerosol Optical Depth, AOD). Die Verteilung der Aerosole hat signifikante Auswirkung auf die globale Verteilung der direkten Solarstrahlung. Gebiete mit geringer Wolkenbedeckung sind für konzentrierende Solarenergieanlagen (unter anderem solarthermische Kraftwerke) besonders prädestiniert. Liegen in solchen Gebieten hohe AOD-Werte vor (wie beispielsweise in Teilen der Sahara) reduziert sich das Solarenergiepotential durch den Effekt der Aerosole erheblich.

ten verwendet werden können. Zur Zeit besteht das Netzwerk aus etwa 40 weltweit verteilten Stationen, die alle unterschiedlichen Klimate abdecken. Daher werden vom CM-SAF zur Validation in der Regel BSRN-Stationen verwendet.

In Anwendung des Heliosat-Verfahrens auf die Messdaten des geostationären Meteosat-Satelliten der ersten Generation von 1983-2005 zeigt Abbildung 7-7 die saisonalen Mittelwerte der solaren Direktstrahlung für Winter, Frühling, Sommer und Herbst. Es zeigt deutlich, in welchen Gebieten im langjährigen Mittel die solare Direktstrahlung verfügbar ist. Es kommt auch heraus, dass das Maximum im Sommer auf der Arabischen Halbinsel erreicht wird, während es sich im Winter zu den Absinkgebieten über dem Atlantik verschiebt. Auf der Südhalbkugel zeigt sich ein deutlich geringer Jahresgang.

Ein Überblick über die Qualität und Genauigkeit der Daten findet sich in Tabelle 7-1 und Abbildung 7-8. Die Genauig-

keit von Satellitendaten liegt bei etwa  $8 \text{ W/m}^2$  für Monatsmittelwerte, gemessen mit der mittleren absoluten Abweichung, der Bias liegt bei etwa  $4 \text{ W/m}^2$ . Weitere Details zur Genauigkeit sind in POSSELT et al. (2012) diskutiert. Die Genauigkeit wird anhand der CM-SAF-Daten illustriert. Es ist jedoch wichtig zu erwähnen, dass andere Datensätze ähnliche Genauigkeiten erreichen. Während die Daten von 1983-2005 mit dem Heliosat-Verfahren abgeleitet wurden, wird für die operationellen Daten das LUT-Verfahren verwendet. Der 2014 fertig gestellte neue CM-SAF-Datensatz SARAH weist eine noch höhere Genauigkeit aus (siehe Tab. 7-1 sowie den aktuellen Validationsreport auf [www.cmsaf.eu](http://www.cmsaf.eu)).

Generell sind sowohl das Heliosat-Verfahren als auch LUT Verfahren in der Lage, eine ähnliche Genauigkeit zu erreichen. Dies ist in den CM SAF-Validationsreports, die unter [www.cmsaf.eu](http://www.cmsaf.eu) erhältlich sind, dokumentiert. Die Validationsergebnisse zeigen, dass mit den besprochenen Verfah-

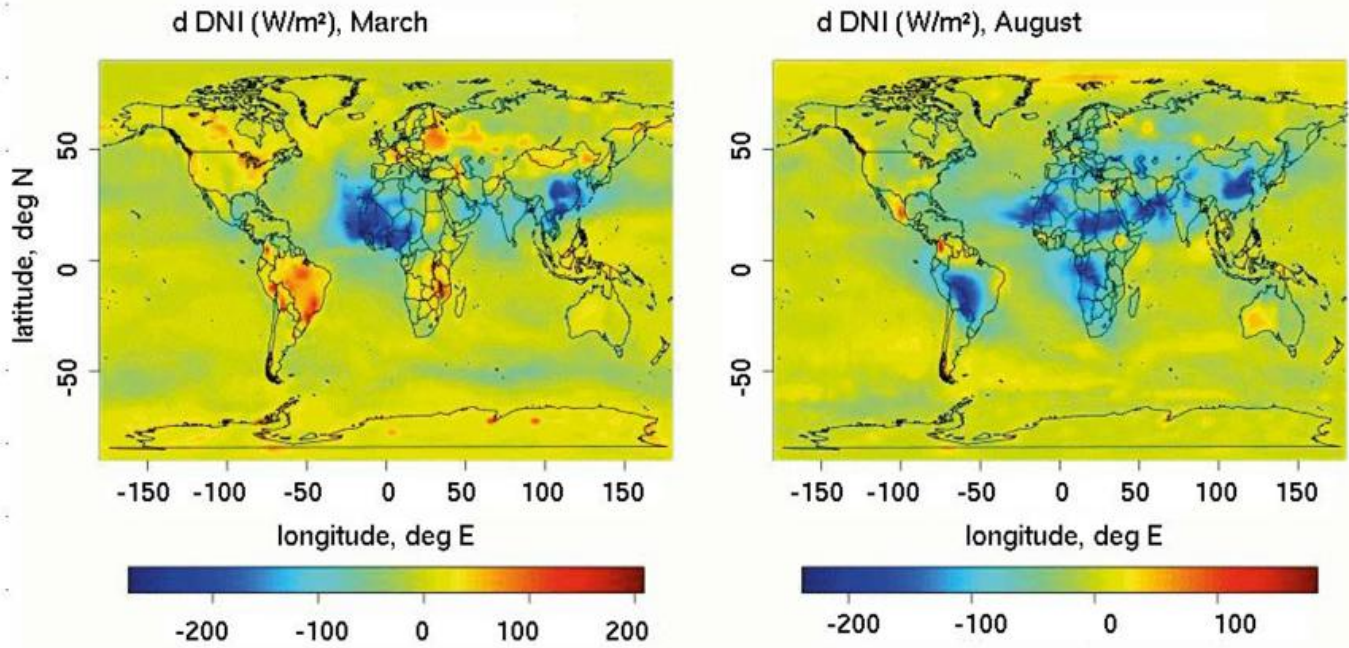


Abb. 7-6: Unterschied in DNI in  $W/m^2$  für wolkenlosen Himmel und einen SZW von  $60^\circ$  resultierend aus der Verwendung zweier unterschiedlicher Aerosolklimatologien. Dies illustriert, dass die Unsicherheit in der AOD eine potentielle Quelle für signifikante Fehler in der Bestimmung des Solarenergiepotentials von solaren thermischen Kraftwerken darstellt.

ren sehr gute Genauigkeiten erreicht werden können. Die Genauigkeit liegt nahe bei der von Bodenmessungen. Dies liegt unter anderem an dem starken Reflektionssignal der Wolken begründet. Wolken und ihre optische Dicke beziehungsweise effektive Albedo sind vom Satelliten auch sehr gut aus ableitbar. Aufgrund ihres großen Effektes auf die solare Einstrahlung am Erdboden kann somit auch die solare Einstrahlung gut aus Satelliten abgeleitet werden. In Regionen mit geringer Wolkenbedeckung ist es jedoch wichtig, die Menge und Art der Aerosole gut zu kennen.

### 3 Anwendungen

#### 3.1 Solarenergie

Die Kenntnis der solaren Einstrahlung am Boden ist wichtig für die Auslegung und Planung von solaren Energiesystemen. Sie ist aber auch von Interesse für Agrarwirtschaft, da sie wesentlich die Verdunstung steuert und natürlich auch die photosynthetisch wirksame Strahlung beinhaltet. Und letztendlich ist sie auch als Klimaparameter von Interesse.

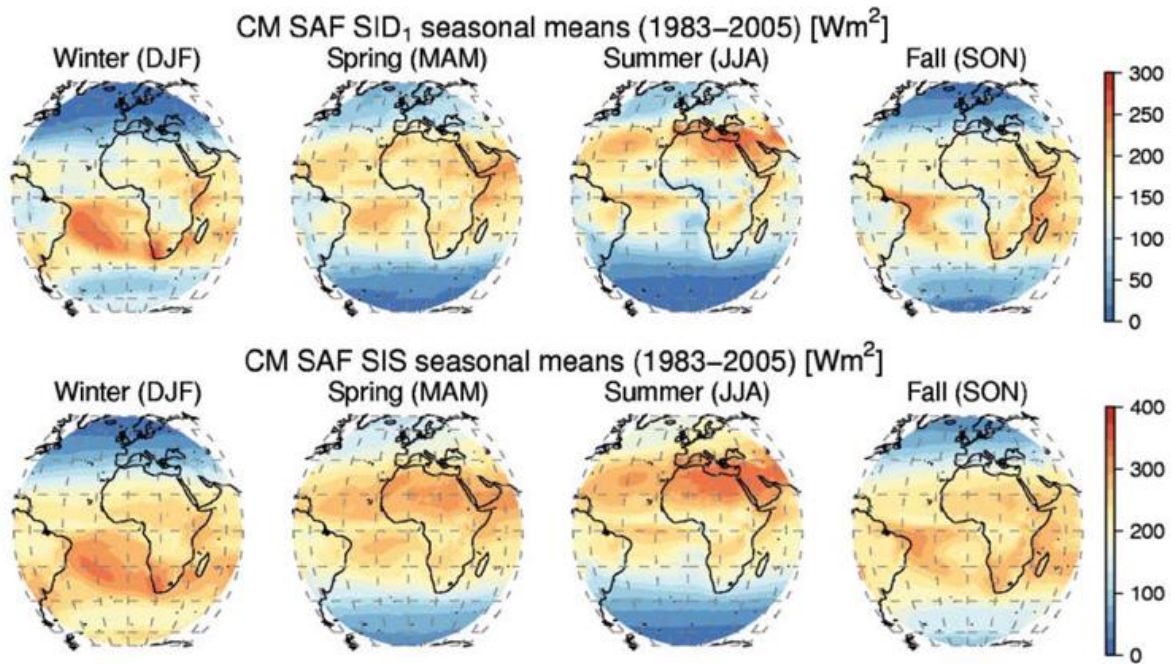


Abb. 7-7: Langjähriger Mittelwert (1983-2005) der solaren Direktstrahlung (oben) und Globalstrahlung (unten) in  $W/m^2$  für verschiedene Jahreszeiten (von links nach rechts: Winter, Frühling, Sommer, Herbst). Zur Bestimmung der solaren Einstrahlung aus den Messungen der METEOSAT-Satelliten der ersten Generation wurde ein Heliosat Verfahren (Kapitel 2.3) nach Posselt et al. (2012) verwendet. Die hohe Bewölkung in der Innertropischen Konvergenzzone führt zu einer extremen Reduzierung der solaren Einstrahlung entlang des Äquators.

SIS	N <sub>mon</sub>	Bias [W/m <sup>2</sup> ]	MAB [W/m <sup>2</sup> ]	SD [W/m <sup>2</sup> ]	AC	Frac <sub>mon</sub> <15 W/m <sup>2</sup> [%]
SARAH	1500	1,55	5,44	7,77	0,92	4,25
MVIRI	878	4,24	7,76	8,23	0,89	10,71
SID	N <sub>mon</sub>	Bias [W/m <sup>2</sup> ]	MAB [W/m <sup>2</sup> ]	SD [W/m <sup>2</sup> ]	AC	Frac <sub>mon</sub> <20 W/m <sup>2</sup> [%]
SARAH	1587	0,56	8,2	11,7	0,88	8,8
MVIRI	805	0,89	11,0	15,67	0,83	15,4

Zusammenfassung der Validationsresultate: N Anzahl der Werte, MAB Mittelwert der Absolutwerte des Bias, SD Standardabweichung, AC Korrelation der Anomalien, prozentualer Anteil der Werte, die einen größeren Fehler wie die Zielgenauigkeit aufweisen, diese ist 10 W/m<sup>2</sup> für Monatsmittelwerte (SIS) und 15 W/m<sup>2</sup> für SID. Alle Werte resultieren aus dem Vergleich mit 12 BSRN-Stationen.

Tab. 7-1: Übersicht über die Validationsergebnisse des Meteosat-CM-SAF-Datensatzes, der die Jahre 1983 bis 2005 umfasst, sowie der 2014 neu berechnete CM-SAF-Datensatz SARAH, der die Jahre 1983 bis 2013 umfasst.

Im Rahmen der Solarenergie erlaubt die Kenntnis der solaren Einstrahlung die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von zu planenden Anlagen und die Auslegung des Systems. Auch für die Überwachung bereits existierender solarer Systeme und die zur Steuerung notwendige Kurzfristvorhersage wird die mittels Satelliten abgeleitete solare Einstrahlung verwendet. Abbildung 7-9 zeigt eine Solarstrahlungskarte wie sie im Kontext der Photovoltaik Verwendung findet. Für die Planung von solarthermischen Kraftwerken ist die Kenntnis der Direktstrahlung notwendig, da hier Strahlung fokussiert wird um sehr hohe Temperaturen zu erhalten mit denen dann ein konventioneller Generator angetrieben werden kann.

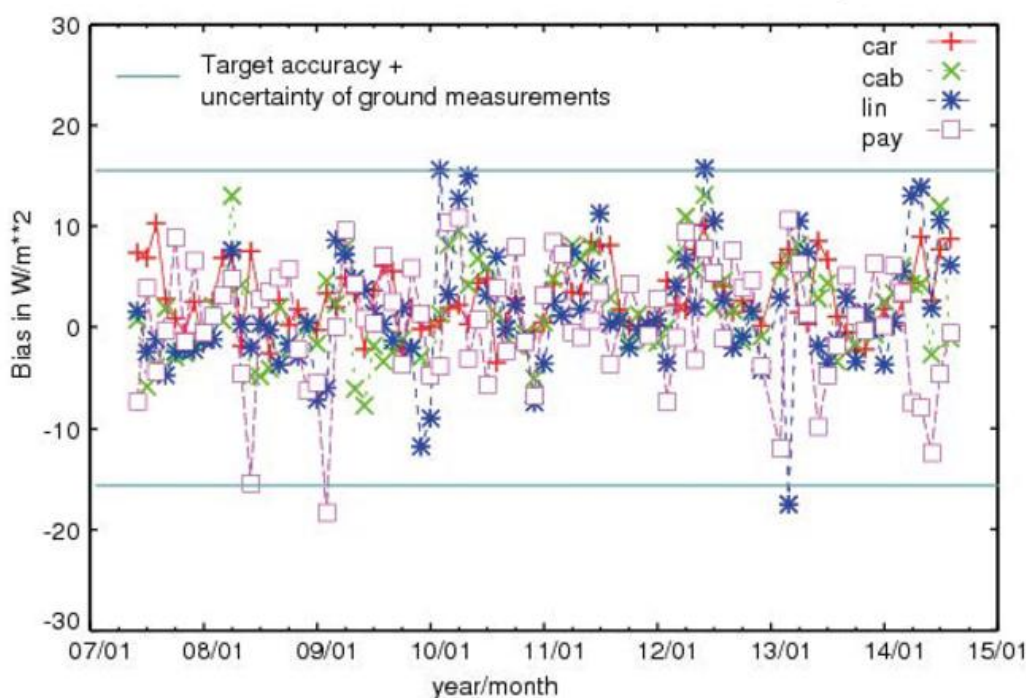


Abb. 7-8: Validationsergebnis der operationellen Strahlungsdaten des CM SAFs. Dargestellt ist der Bias von Monatsmittelwerten zwischen Bodenmessungen und Satellitendaten der Globalstrahlung.

Ein weiterer wichtiger Anwendungsbereich der Solarenergie ist die Ertragsüberwachung von PV-Anlagen, siehe HAMMER et al. (2003).

### 3.2 Klimatologie

Für die Klimatologie ist die Analyse von Extremen und deren Zu- oder Abnahme von essentiellen Klimavariablen von Bedeutung. Abbildung 7-10 zeigt die extreme Solarstrahlung im Sommer 2003 die in Frankreich, aber auch in Süddeutschland, zu vielen Hitzetoten geführt hat.

Von großem Interesse für Klimatologen sind Änderungen im mittleren Zustand der Atmosphäre. Eine dekadische Zu- oder Abnahme der solaren Einstrahlung am Boden hätte nicht nur Auswirkungen auf die Landwirtschaft, den Tourismus und die Wasserwirtschaft, sondern auch auf die Änderung der bodennahen Temperatur, die als Basisgröße für den Treibhauseffekt dient. Daher müssen die Zu- oder Abnahme der solaren Einstrahlung am Erdboden bekannt sein, um Fehlinterpretationen bei der Interpretation von menschlich verursachten Temperaturänderungen durch die Erhöhung der Treibhausgase zu vermeiden.

Abb. 7-11 zeigt die langzeitliche Änderung der solaren Einstrahlung für Zentraleuropa. Bemerkenswert sind insbesondere die großen Unterschiede in den Trends über Land und Ozean. Dies zeigt die Bedeutung des Satelliten für die Klimaüberwachung, da über den Ozeanen Satellitenmessungen die primären Beobachtungsdaten darstellen. Gut gewartete Bodendaten sind hier kaum vorhanden.

Ein weiteres Beispiel der Verwendung von Satellitendaten ist das regionale Klimazentrum der Weltorganisation für Meteorologie ([www.dwd.de/rcc-cm](http://www.dwd.de/rcc-cm)). Dort können Kunden Informationen über die mittlere solare Einstrahlung am Erdboden, sowie Extreme erhalten.

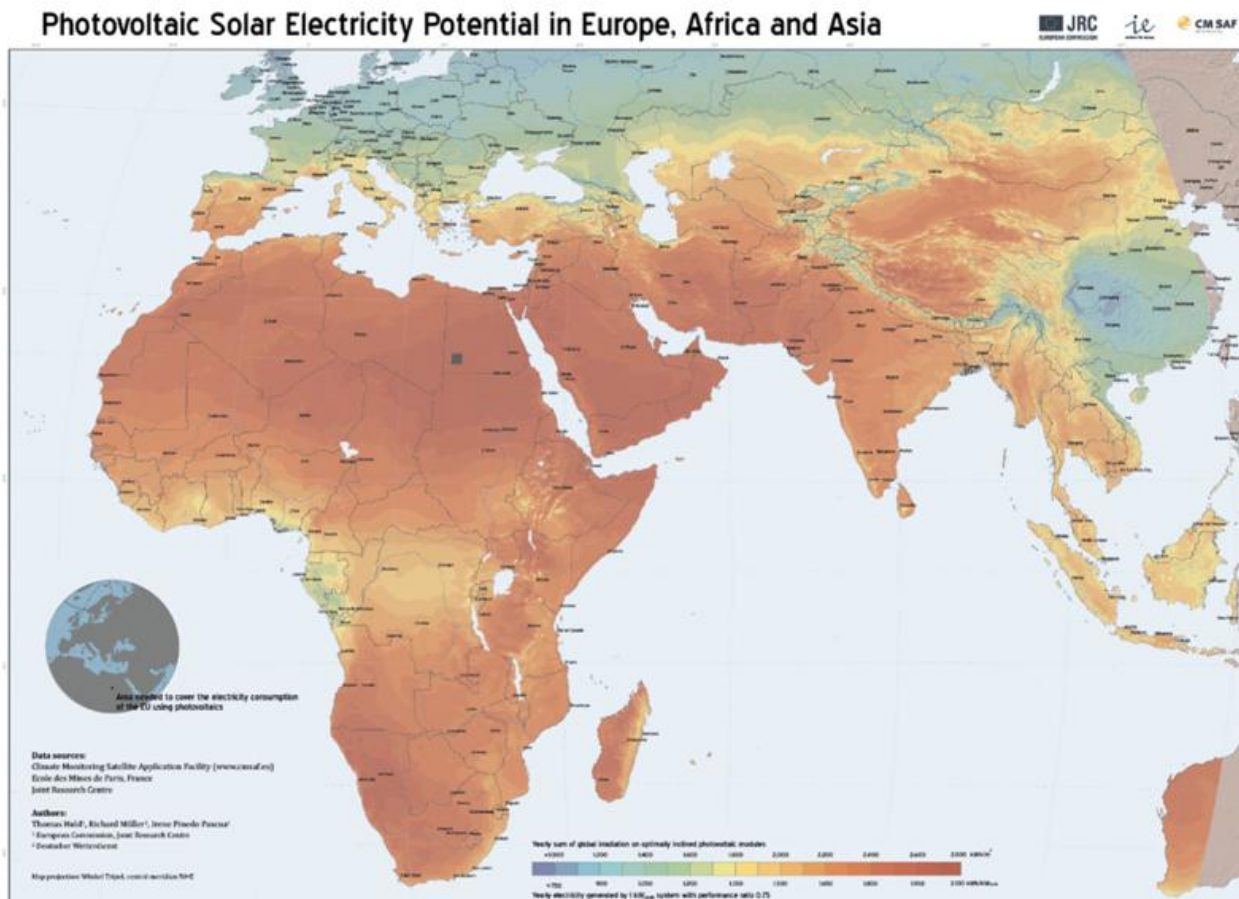


Abb. 7-9: PV-Potential, abgeleitet aus Satellitendaten für Europa, Afrika und Asien. Bild von Thomas Huld, JRC. Datenquelle CM-SAF.

### 3.3 Validation von modellbasierten Strahlungsklimamodellen

Eine wichtige Rolle von satellitenbasierten Strahlungsdaten ist die Validation entsprechender Daten aus der Reanalyse oder aus Klimamodellen. Nur eine Validation dieser modellbasierten Daten kann Aufschluss über die Qualität der Modelle geben. Dies wiederum ist wichtig um die richtigen Schlussfolgerungen aus der Interpretation der Daten zu ziehen. Notwendig ist hierbei, dass das verwendete „Retrieval“-Verfahren unabhängig vom Modell-Input ist und dass die Genauigkeit des Satellitenproduktes bekannt und gut ist. Abbildung 7-13 zeigt als Beispiel für vier Monate die Ergebnisse einer Validation von NCEP-Reanalyse-Daten (BABST et al. 2008).

Deutlich sind die viel zu hohen Werte des NCEP in Zentraleuropa zu sehen, die sich in der Differenz gegenüber den Satellitendaten als negative Werte darstellen. Damit ist klar, dass das NCEP in der gegenwärtigen Form nur bedingt für Klimaüberwachung und Analyse der Globalstrahlung geeignet ist.

### 4 Solare Strahlung am Oberrand der Atmosphäre

Während das Heliosat-Verfahren die Information der reflektierten Strahlung als Counts direkt aus sichtbaren

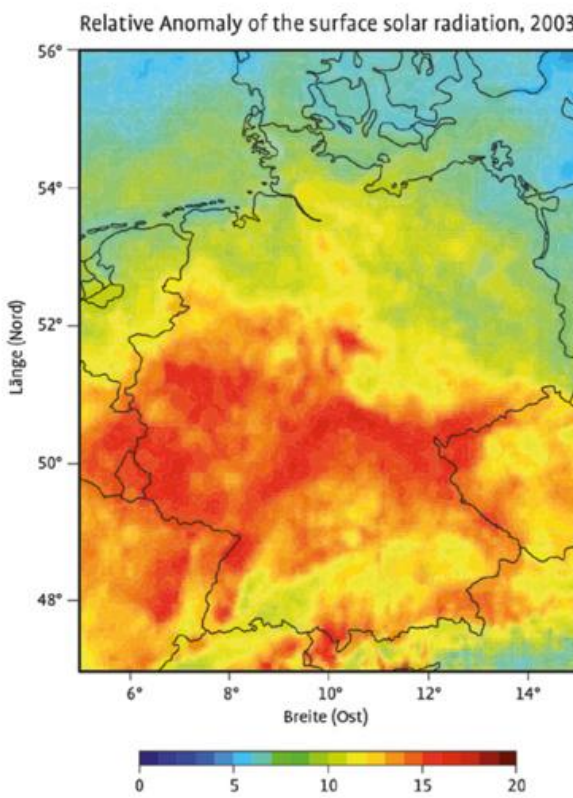


Abb. 7-10: Relative Anomalie der solaren Einstrahlung in Prozent bezogen auf einen 23-jährigen Mittelwert (1983-2005). Eine 15 bis 20 Prozent höhere solare Einstrahlung als im 23-jährigen Mittelwert ist in weiten Teilen Deutschlands erkennbar. Datenquelle: CM SAF, abgeleitet aus Meteosat-Daten mit einer Heliosat-Methode.

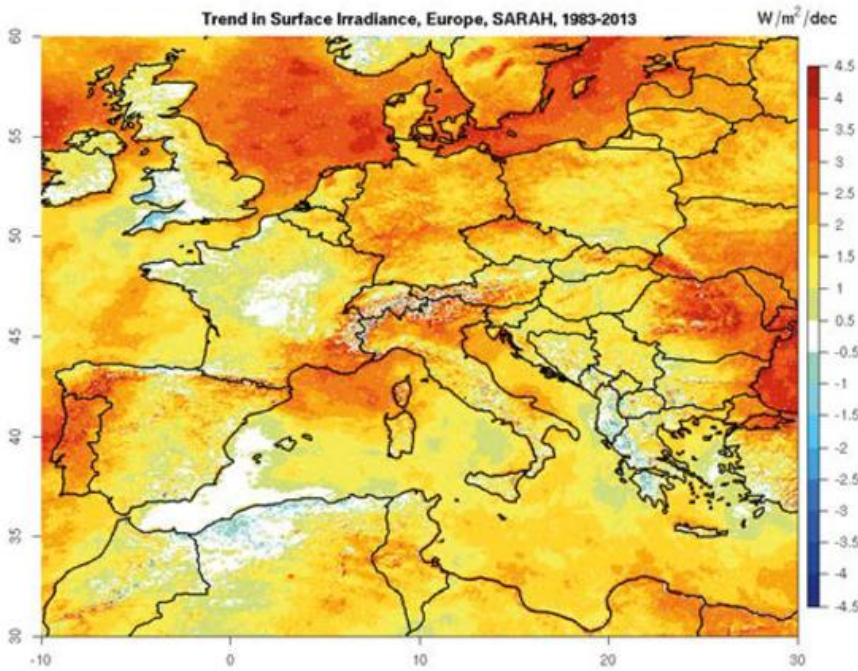


Abb. 7-11: Langzeitliche Änderung der solaren Einstrahlung für Zentraleuropa. Bemerkenswert sind insbesondere die großen Unterschiede in den Trends über Land und Ozean. Dies zeigt die Bedeutung des Satelliten für die Klimaüberwachung, da über den Ozeanen Satellitenmessungen die primären Beobachtungsdaten darstellen. Gut gewartete Boden-daten sind hier kaum vorhanden.

Kanälen des Satelliten verwendet, gibt es einige Verfahren die breitbandige Strahlungsflussdichten als Eingangsgröße benötigen (also sozusagen die Albedo am Oberrand der Atmosphäre). Der Satellit misst die reflektierte Strahlung aus einem bestimmten Beobachtungswinkel, also somit die Strahldichte. Je nach Objekt kann die reflektierte Strahlung aber stark richtungsabhängig sein. Dieses Verhalten nennt man Anisotropie. Diese Anisotropie ist abhängig von den jeweiligen Zenitwinkeln von Sonne und Satellit im Bildpunkt und von dem Azimut des Satelliten relativ zur Sonne. Somit ist eine winkelabhängige Korrektur notwendig, um auf die benötigte Strahlungsflussdichte (die über die Halbkugel integrierte Strahldichte) zu kommen.

Die Umwandlung der gemessenen Strahldichten in Strahlungsflüsse geschieht durch sogenannte „Angular Distribution Models“ (ADM). Diese geben für jede Beobachtungsgeometrie und Sonnenstand das Verhältnis von Strahldichte zu Strahlungsflussdichte an, und versuchen so die Anisotropie des aktuellen Strahlungsfeldes am Satelliten zu berücksichtigen. Während Wolken im Mittel „relativ isotrop“ streuen, ist bei der Streuung durch den Erdboden üblicherweise eine große Anisotropie festzustellen. Um zu winkelunabhängigen Strahlungsflussdichten in  $W/m^2$  zu kommen, wird die Strahldichte nun mit einer Anisotropiekorrektur multipliziert.

Die benötigten Werte werden durch Strahlungstransferrechnungen und Satellitenbeobachtungen abgeleitet. Für das ERBE-Experiment der NASA wurden die Funktionen nach SUTTLES et al. (1988) verwendet, während für die heutigen CERES- und GERB-Instrumente ein verbesserter Datensatz nach LOEB et al. (2003) benutzt wird.

Abbildung 7-14 zeigt gemessene Beispiele für Anisotropiefaktoren verschiedener Oberflächentypen unter wolkenfreien Bedingungen bei verschiedenen Winkelkombinationen und eine daraus abgeleitete mittlere Funktion. Der Wert 1 entspricht isotroper Reflexion.

Je nach Satelliteninstrument und verwendeter Methode zur Ableitung der Strahlung um Erdboden ist es dann noch notwendig aus den solaren spektralen Kanälen die breitbandige (komplettes solares Spektrum) Strahlung zu berechnen.

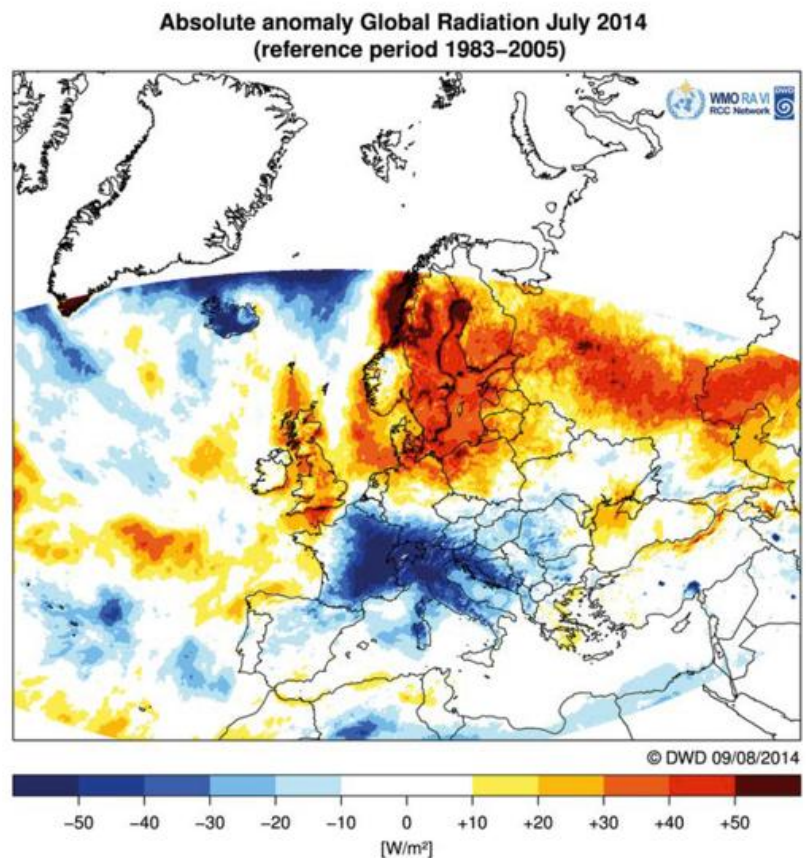
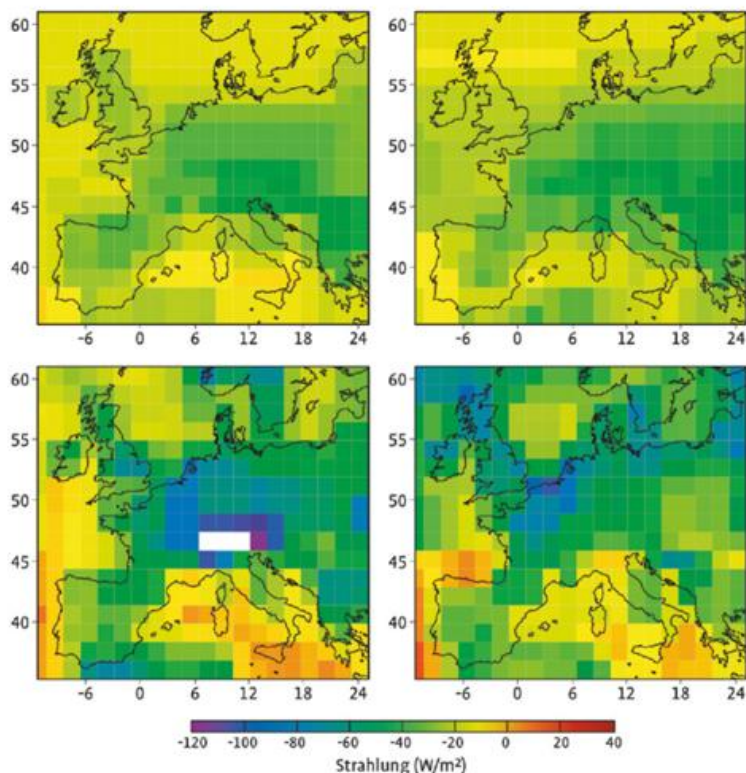


Abb. 7-12: Anomalie der solaren Einstrahlung für Zentraleuropa in  $W/m^2$  für Juli 2014. Die Werte geben die Zu- oder Abnahme der solaren Einstrahlung in dem genannten Zeitraum an. Die recht hohen Werte illustrieren die Bedeutung der Klimaüberwachung der solaren Einstrahlung, da eine Erhöhung oder Verminderung der solaren Einstrahlung signifikant die Interpretation der globalen Erwärmung beeinflussen kann, da sie ihrerseits Abkühlung oder Erwärmung bedingen. Besonders bemerkenswert sind die räumlichen Unterschiede in den Trends, die so nur mit Satelliten-Daten ermittelt werden können.



Wie Bodennessgeräte muss auch das Satelliteninstrument kalibriert werden, um gleichbleibend gute Qualität der Daten zu gewährleisten. Dies geschieht üblicherweise vor dem Start. Während des Betriebes wird in der Regel nachkalibriert, entweder durch On-Board-Kalibrierung mittels definierter Referenzen oder mittels der sogenannten „Vicarious“-Kalibration. Die „Vicarious“-Kalibrationsmethoden ähneln dem in der Heliosatmethode verwendeten Ansatz zur Bestimmung der „maximalen“ Reflektion (Kapitel 2.3). Ein relativ stabiles Zielgebiet wird als Referenz verwendet und die Satelliteninstrumente werden damit nach- beziehungsweise interkalibriert. Weitere Details zur Kalibration sind in MUELLER (2014) und darin enthaltene Referenzen zu finden.

Abb. 7-13: Absolute Differenzen der Monatsmittelwerte der solaren Einstrahlung am Erdboden in  $W/m^2$  zwischen CM-SAF und NCEP für die Monate Oktober 2005 (links oben), Januar 2006 (rechts oben), April 2006 (links unten) und Juli 2006 (rechts unten). Die CM-SAF-Daten wurden mit dem beschriebenen Eigenvektor-LUT-Verfahren aus Daten des „Meteosat Second Generation“-Satelliten gewonnen.

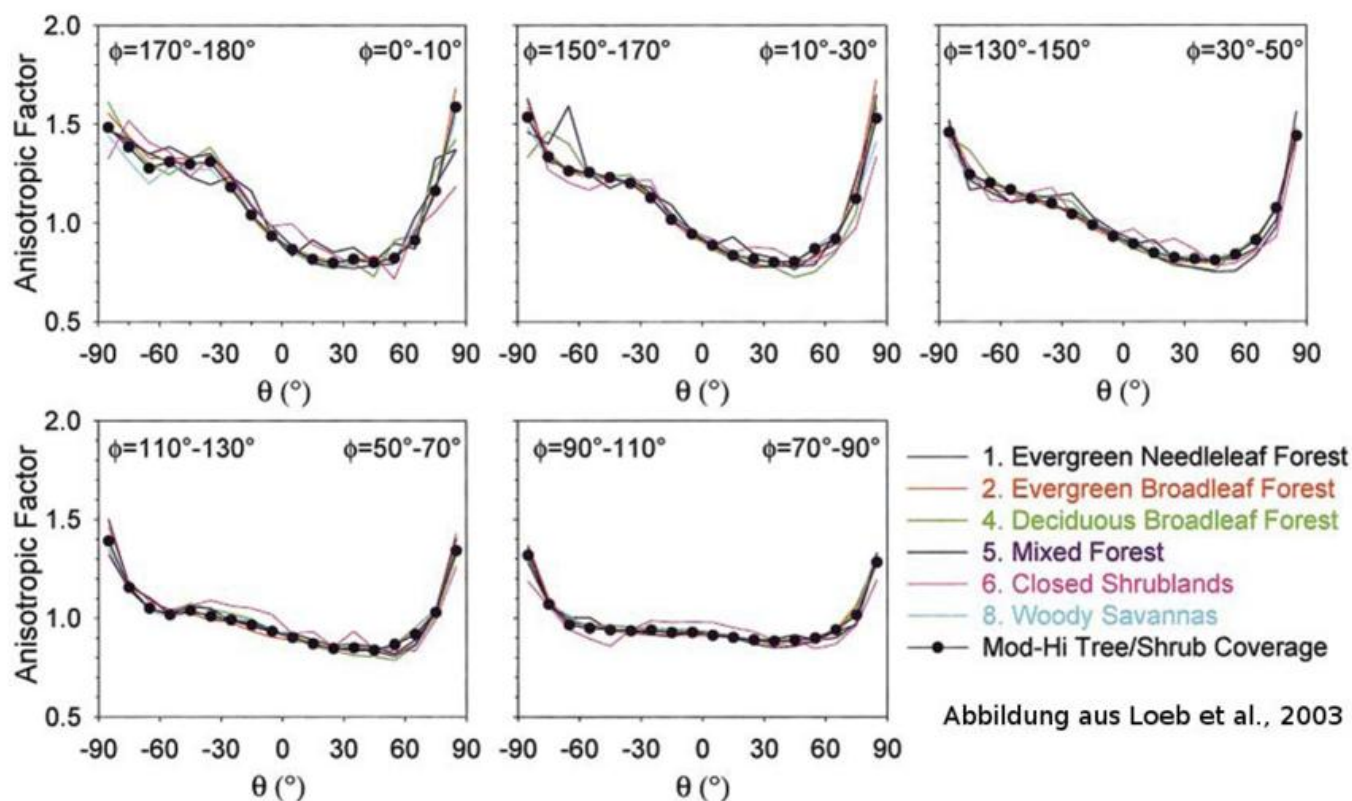


Abbildung aus Loeb et al., 2003

Abb. 7-14: Anisotropiefaktoren für verschiedene Oberflächen in Abhängigkeit vom Satelliten-Zenitwinkel ( $\theta$ ) für verschiedene Bereiche des Azimutwinkels ( $\Phi$ ) zwischen Satellit und Sonne. Die Bodentypen sind: 1-5 unterschiedliche Waldarten (Nadelholz, immergrüner Laubwald, nicht-immergrüner Laubwald, Mischwald), 6 „Buschland“, 8 Savanne mit Baumbewuchs. Die durchgezogene punktierte schwarze Line gibt die mittlere Funktion an.

## Literatur

- BABST, F., MUELLER, R.W., HOLLMAN, R., 2008: Verification of NCEP Reanalysis Shortwave Radiation With Mesoscale Remote Sensing Data. *Geoscience and Remote Sensing Letters* 5.
- GILGEN, H., WHITLOCK, C., KOCH, F., MÜLLER, G., OHMURA, A., STEIGER, D., WHEELER, R., 1995: Technical Plan for BSRN (Baseline Surface Radiation Network) Data Management. WCRP/WMO, WMO/TD-No. 443.
- GIRODO, M., MUELLER, R.W., HEINEMANN, D., 2006: Influence of three-dimensional cloud effects on satellite derived solar irradiance estimation – First approaches to improve the Heliosat method. *Solar Energy* 80, 1145-1159.
- HULD, T., MÜLLER, R., GAMBARDILLA, A., 2012: A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy* 86, 1803-1815.
- HAMMER, A., HEINEMANN, D., HOYER, C., KUHLEMANN, R., LORENZ, E., MÜLLER, R., BEYER, H.G., 2003: Solar Energy Assessment using remote sensing technologies. *Remote Sensing of Environment* 86, 423-432.
- HESS, M., KÖPKE, P., SCHULT, I., 1998: Optical Properties of Aerosols and Clouds – The Software Package OPAC. *Bull. Amer. Meteor. Soc.* 79, 831-844.
- INEICHEN, P., 2006: Comparison of eight clear sky broadband models against 16 independent data banks. *Solar Energy* 80, 468-478.
- JOURNEE, M., MÜLLER, R., BERTRAND, C., 2012: Solar resource assessment in the Benelux by merging Meteosat-derived climate data and ground measurements. Volume 86, Issue 12, 3561-3574.
- KINNE, S., SCHULZ, M., TEXTOR, C., et al., 2006: An aerosol initial assessment – optical properties in aerosol component modules of global models. *Atmos. Chem. Phys.* 6, 1815-1834.
- LOEB, N., LOUKACHINE, G. K., MANALO-SMITH, N., WIELICKI, B. A., YOUNG, D. Y., 2003: Angular distribution models for top-of-atmosphere radiative flux estimation from the Clouds and the Earth's Radiant Energy System instrument on the Tropical Rainfall Measuring Mission satellite. Part II: Validation. *Journal of Applied Meteorology* 42, 1748-1769.
- LSA-SAF, 2012: Algorithm Theoretical Basis Document (ATBD), Downwelling Surface Shortwave Flux (DSSF), Ref: SAF/LAND/MF/ATBD\_DSSF/1.0.
- MUELLER, R.W., DAGESTAD, K.F., INEICHEN, P., SCHROEDTER-HOMSCHEIDT, M., CROS, S., DUMORTIER, D., KUHLEMANN, R., OLSETH, J.A., PIERNAVIEJA, G., REISE, C., WALD, L., HEINEMANN, G., 2004: Rethinking satellite-based solar irradiance modelling: The SOLIS clear-sky module. *Remote Sensing of Environment* 91, 160-174.
- MUELLER, R.W., MATSOUKAS, C., BEHR, H.D., GRATZKI, A., HOLLMANN, R., 2009: MAGIC - The CM-SAF operational scheme for the satellite based retrieval of solar surface irradiance - a LUT based eigenvector hybrid approach. *Remote Sensing of Environment* 113, 1012-1024.
- MUELLER, R., BEHRENDT, T., HAMMER, A., KEMPER, A., 2012: A New Algorithm for the Satellite-Based Retrieval of Solar Surface Irradiance in Spectral Bands. *Remote Sens.* 4, 622-647.
- MUELLER, R., 2014: Calibration and Verification of Remote Sensing Instruments and Observations, Editorial. *Remote Sensing* 6, 5692-5695.
- OHMUHRA, A., GILGEN, H., 1993: Re-Evaluation of the Global Energy Balance. *Geophysical Monograph* 75, IUGG 15, 93-110.
- PEREZ, R., SEALS, R., ZELENKA, A., 1997: Comparing satellite remote sensing and ground network measurements for the production of site/time specific irradiance data. *Solar Energy* 60, 89-96.
- POSSELT, R., MUELLER, R.W., STÖCKLI, R., TRENTMANN, J., 2012: Remote Sensing of solar surface radiation for climate monitoring – the CM-SAF retrieval in international comparison. *Remote Sensing of Environment* 118, 186-198.
- SUTTLES, J. T., GREEN, R. N., MINNIS, P., SMITH, G. L., STAYLOR, W. F., WIELICKI, B. A., WALKER, I. J., YOUNG, D. F., TAYLOR, V. R., STOWE, L. L., 1988: Angular Radiation Models for Earth Atmosphere System. *NASA RP-1184*, 143 pp.

D. HEINEMANN, E. LORENZ

# 8 Vorhersage der Solarstrahlung und der Solarstromerzeugung

Forecasting of solar irradiance and solar electric power

## Zusammenfassung

Der Bedarf an genauen Vorhersagen der solar erzeugten Elektrizität und damit der solaren Einstrahlung ist parallel zur rasanten Entwicklung in der Photovoltaik in den vergangenen zehn Jahren erheblich gewachsen. Heute verfügbare Methoden zur Solarstrahlungsvorhersage orientieren sich an diesem aktuellen Bedarf in den verschiedenen Anwendungsbereichen der Solarenergie, die vor allem die unterschiedlichen Anforderungen an zeitliche und räumliche Auflösung der Vorhersagen und an die Länge des Vorhersagehorizonts definieren. Entsprechend unterschiedlich sind die hierfür eingesetzten Methoden: Numerische Wettervorhersagemodelle, Wolkenbewegungsvektoren aus Satellitendaten und Wolkenkameras, vollständig statistische Verfahren, oder auch eine Kombination davon. Der Artikel stellt die verwendeten Verfahren im Zusammenhang ihrer Anwendungen vor und skizziert den Weg von der Solarstrahlungsvorhersage zu einer Vorhersage der elektrischen Leistung. Abschließend werden Möglichkeiten der Bewertung der Vorhersagen und ihrer Unsicherheiten dargestellt und ein kurzer Ausblick auf zukünftige Entwicklungen gegeben.

## Summary

The continuously increasing capacity of solar photovoltaic power systems in many countries has set the framework for the establishment and further development of advanced solar power forecasting techniques. The methods available today reflect the specific needs of various fields of solar power application, for example, the management of grid integration, participation in the short-term power market, and technical control of generation units. These needs are largely defined by the required resolution, both in space and time, and by the time horizon, for which the forecasting information has to be provided. Correspondingly, the methodologies chosen for forecasting show significant differences: numerical weather prediction models, cloud motion vectors derived from satellite data and from sky imaging systems, statistical methods. This article presents these different methods and outlines the path from forecasting solar irradiance to electric power forecasts. The article closes with a look at the evaluation of the forecasts and the underlying uncertainties.

## 1 Einleitung

Neben der Windenergienutzung stellt der Einsatz verschiedener Solarenergietechnologien zur Stromerzeugung die derzeit größte Herausforderung im Energiesektor dar. Ihrer fluktuierenden Natur entsprechend zeigen beide Energiequellen grundlegend andere Eigenschaften bezüglich Verfügbarkeit und Zeitmuster im Vergleich zu konventionellen Energiequellen. Die Nutzung der schwankenden und weitgehend nicht-deterministischen Solarstrahlung als Antrieb von photovoltaischen und solarthermischen Kraftwerken erfordert somit einen deutlich erhöhten Aufwand in der Bereitstellung von Information zur Verfügbarkeit dieses neuen „Brennstoffes“, und dies schließt insbesondere den Einsatz von hochwertigen Verfahren zur Solarleistungsvorhersage mit ein. Präzise Vorhersageinformation wird in vielen Bereichen benötigt, von optimalen Strategien zur Kraftwerkseinsatzplanung über die operationelle Netzregelung, künftigen intelligenten Verfahren des Demand-Side-

Managements bis hin zur optimalen Planung der Marktteilnahme von Solarenergie-Produzenten. Zuverlässige und präzise Vorhersageinformation ist somit eine Voraussetzung für eine technisch und ökonomisch effiziente Einbindung großer Mengen solar erzeugter Elektrizität in das Stromversorgungssystem.

Entsprechend der Bereiche, in denen die Solarstrahlungsvorhersagen genutzt werden, entstehen unterschiedliche Anforderungen vor allem hinsichtlich der zeitlichen und räumlichen Skala der Vorhersage. Benötigt eine Optimierung der Netzeinspeisung auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber überwiegend Information auf regionaler Ebene und im Zeitbereich mehrerer Stunden bis zu wenigen Tagen, so ist der Bedarf in der Direktvermarktung von Solarstrom eher im Bereich der Lokalvorhersage und für Vorhersagezeiträume deutlich unter einem Tag zu sehen. Diesen unterschiedlichen Anforderungen wird versucht, gerecht zu werden, indem unterschiedliche Methoden der

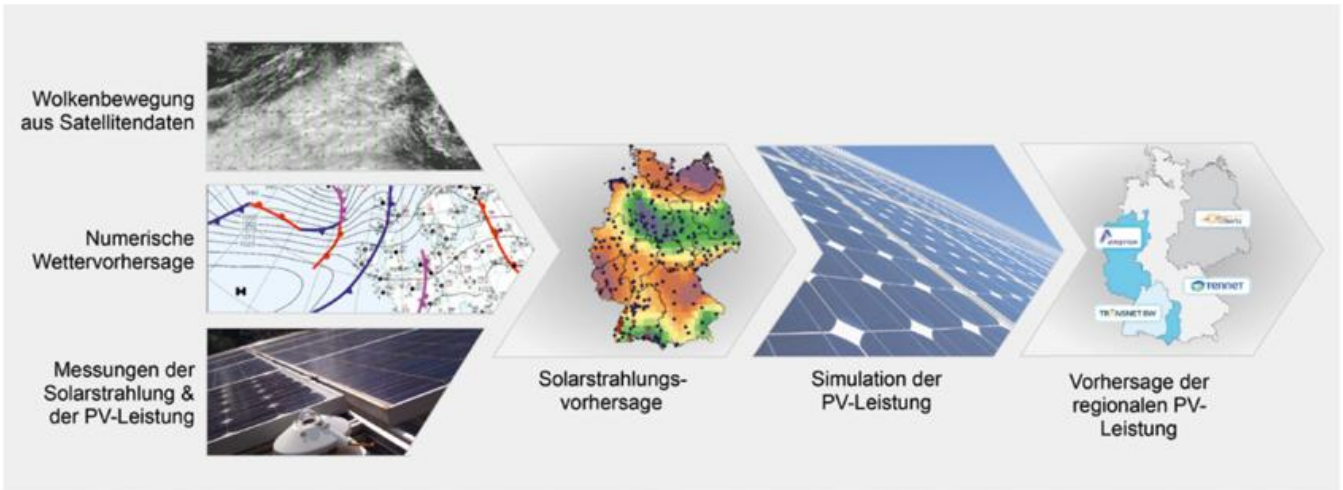


Abb. 8-1: Komponenten einer Solarleistungsvorhersage am Beispiel der Photovoltaik.

Solarleistungsvorhersage entwickelt und implementiert werden – häufig auch in Kombination miteinander.

Eine Besonderheit in der Charakteristik der Solarstrahlung und somit relevant für deren Vorhersage ist die Aufteilung in einen deterministischen Anteil, der wesentlich durch die solargeometrischen Randbedingungen bestimmt ist, und einen stochastischen Teil, der weit überwiegend durch die hohe räumliche und zeitliche Variabilität der Bewölkung hervorgerufen wird. Weitere variable Komponenten in der Strahlungswechselwirkung in der Atmosphäre sind der Wasserdampf und das Aerosol. Da das atmosphärische Strahlungsfeld ohne diese variablen Einflüsse (beziehungsweise mit ihrer genauen Kenntnis) mit sehr großer Genauigkeit beschrieben werden kann, geht die Verringerung der Unsicherheiten in der Solarstrahlungsvorhersage daher streng einher mit der Entwicklung von Methoden, die Variabilität dieser Größe zu beschreiben und in Vorhersageverfahren abzubilden.

Die typische Struktur heutiger operationeller Solarleistungsvorhersagen zeigt Abb. 8-1 am Beispiel der Photovoltaik. In Abhängigkeit von den räumlichen und zeitlichen Randbedingungen der Vorhersage werden verschiedene Eingangsdaten verwendet, die über weitere Schritte der Nachbearbeitung (im Folgenden „Post-Processing“ genannt) in eine Solarstrahlungsvorhersage münden. Über die technische Simulation des Photovoltaik-Systems und – bei Bedarf – einem

Hochrechnen („Up-Scaling“) auf eine Region entsteht daraus die gewünschte (regionale) Solarleistungsvorhersage.

Die einzelnen Schritte werden im Folgenden im Detail vorgestellt. Zunächst werden gängige Verfahren der Solarstrahlungsvorhersage in Abhängigkeit von den unterschiedlichen zeitlichen und räumlichen Skalen präsentiert. Möglichkeiten zur Korrektur und Verfeinerung dieser Vorhersagen durch Post-Processing sowie die Transformation von Strahlungsvorhersagen in Vorhersagen der elektrischen Leistung folgen. Abschließend folgen Ausführungen zur Bewertung der Vorhersagequalität und der Variabilität der Solarstrahlung.

## 2 Methoden der Solarstrahlungsvorhersage

Die bislang entwickelten Methoden zur Solarstrahlungsvorhersage orientieren sich an dem heutigen Bedarf an Leistungsvorhersagen aus den verschiedenen Anwendungsbereichen der Solarenergie. Damit lassen sich unterschiedliche Anforderungen an Länge des Vorhersagehorizonts, zeitliche und räumliche Auflösung, Vorhersageparameter und schließlich an das verwendete Vorhersagemodell definieren (Tab. 8-1 und Abb. 8-2).

Statistische Verfahren der Zeitreihenmodellierung können auf der Basis von lokalen Strahlungsmessungen Punktvor-

Methode	zeitliche Auflösung	räumliche Auflösung	räumliche Ausdehnung	maximaler Vorhersagehorizont	Anwendung
Persistenz	hoch	ein Punkt	ein Punkt	Minuten	Referenz
Zeitreihenmodell	hoch	ein Punkt	ein Punkt	Minuten	Regelung
Bewegungsvektoren Sky Imager	30 s	10–100 m	3–8 km Radius	15–30 min	Rampen, Regelung
Bewegungsvektoren Satelliten	15 m	1 km	65°S–65°N	3–5 h	Energiehandel, Lastfolge
Numerische Wettervorhersage	1 h	2–30 km	global	10 d	Kraftwerkseinsatz, regionale Vorhersagen, Energiehandel

Tab. 8-1: Übersicht verschiedener Verfahren zur Solarleistungsvorhersage (abgeändert nach PELLAND et al. 2013).

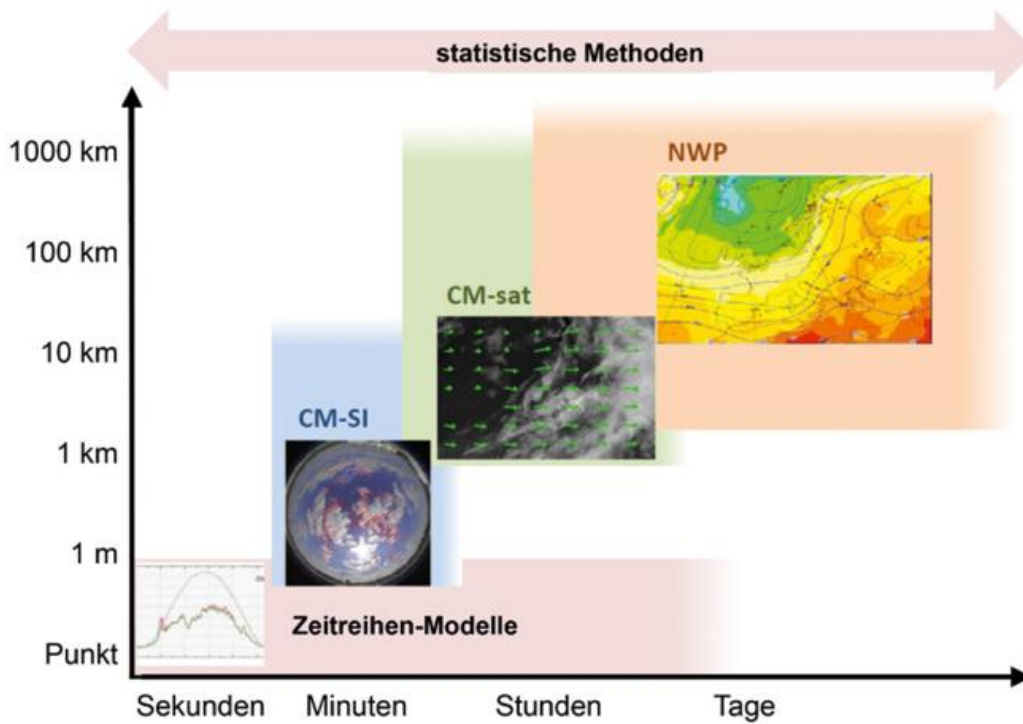


Abb. 8-2: Methoden der Solarstrahlungsvorhersage in Abhängigkeit von den anwendungsseitig vorgegebenen räumlichen und zeitlichen Skalen: Von Zeitreihen-Modellen über Wolkenbewegungs-Vektoren auf der Basis von Sky Imagern (CM-SI) und Satellitendaten (CM-sat) bis zu numerischen Vorhersagemodellen (NWP). Die Verfahren decken damit einen Bereich von fünf Größenordnungen ab.

hersagen im Zeitbereich deutlich unterhalb einer Stunde liefern. Durch die hohe Autokorrelation von Zeitreihen der Solarstrahlung in diesem Zeitbereich lassen sich damit in der Regel sehr gute Ergebnisse erzielen. Das Fehlen meteorologischen Wissens bei diesen Modellen führt allerdings zu einer Limitierung auf diesen sehr kurzen Zeitbereich. Auch lassen sich aus diesem Grund Ereignisse beziehungsweise Situationen mit abruptem Wechsel der meteorologischen Situation – insbesondere bezüglich der Bewölkung – kaum wiedergeben.

Informationen zur geometrischen Struktur von Wolkenfeldern und deren Bewegung in der unmittelbaren Umgebung einer Bodenstation können durch Wolkenkameras („Sky Imager“) gewonnen werden. Ziel ist die Extrapolation des Bewölkungszustands – und davon abgeleitet der Solarstrahlung – aus diesen Aufnahmen im Zeitbereich von bis zu 15 bis 30 Minuten und einer räumlichen Auflösung von etwa 10 bis 100 m.

Für den Zeitbereich von bis zu einigen Stunden bietet sich die Analyse von Satellitenbildern an, um die Bewegung der entscheidenden Bewölkungsstrukturen zu bestimmen und durch Wolkenzugvektoren („Cloud Motion Vectors“, CMV) zu extrapolieren. Mit einer räumlichen Auflösung von 1 bis 5 km für die aktuellen geostationären Satelliten bei gleichzeitiger großräumiger Abdeckung stehen Bilder mit einer Frequenz von 15 bis 30 Minuten zur Verfügung. Der Zeitbereich ab mehreren Stunden ist dann die Domäne der numerischen Wettervorhersage. Atmosphärische Impuls- und Wärmeflüsse bestimmen in diesem Zeitbereich die Strahlungswechselwirkungen in solch hohem Maß, dass

nur über eine detaillierte physikalische Modellierung dieser Prozesse in den numerischen Modellen eine akzeptable Vorhersage möglich ist. Globalmodelle umspannen die Erde im Auflösungsbereich von räumlich etwa  $0,125^\circ$  bis  $0,5^\circ$  und zeitlich von 1 bis 3 Stunden. Lokal- beziehungsweise Regionalmodelle werden zum Downscaling der Ergebnisse aus großräumigen Modellen für begrenzte Gebiete auf ein feineres Gitter mit typischerweise 3 bis 10 km räumlicher und 1 Stunde zeitlicher Auflösung eingesetzt.

Der Einsatz statistischer Methoden im Post-Processing der Vorhersagen führt in der Regel bei allen

genannten Methoden, das heißt in allen Zeitbereichen, zu deutlichen Verbesserungen. Beispiele sind die Einbindung von Echtzeit-Messungen im Kurzzeitbereich oder auch der Einsatz von MOS-Techniken für die lokale Anpassung der Vorhersagen.

Unabhängig von der Wahl des physikalischen Modells für die Vorhersage werden sowohl stochastische als auch systematische Fehler verbleiben. Diese Fehler können durch statistische Methoden reduziert werden, die aus vergangenen simultanen Zeitreihen gemessener und vorhergesagter Strahlungszeitreihen, zum Beispiel über Lernverfahren, Korrekturen an den Vorhersagedaten ermöglichen. Insbesondere kann die Vorhersagegenauigkeit in der Regel erheblich erhöht werden, wenn die Ergebnisse unterschiedlicher Vorhersagemodelle über statistische, oft lernfähige Verfahren kombiniert werden. Dadurch wird eine optimale Konfiguration der Eingangsdaten in Abhängigkeit vom jeweiligen Vorhersagezeitraum und der meteorologischen Situation erreicht.

Die folgenden Absätze skizzieren die wesentlichen Eigenschaften dieser Ansätze.

### 3 Solarstrahlung aus numerischen Wettervorhersagen

Vorhersagen der Solarstrahlung für mehr als einige Stunden erfordern die Berücksichtigung aller hierfür relevanter atmosphärenphysikalischer Prozesse und fallen somit in das Gebiet der numerischen Wettervorhersage. Insbesondere eine detaillierte Beschreibung des atmosphärischen

Strahlungstransports und der Wolkencharakteristik und -prozesse ist für eine präzise Strahlungsvorhersage wesentlich. Da der Strahlungstransport jedoch bereits einen nicht unerheblichen Anteil an der Rechenzeit der Vorhersagemodelle beansprucht, ist dieses Ziel nur teilweise und in Abwägung der erzielten Genauigkeit für die Gesamtheit der relevanten Größen erreichbar.

Numerische Wettermodelle sind bekanntlich nicht für die Zwecke der Solar- und Windenergievorhersage entwickelt worden und somit ist verständlich, dass heutige Modelle hierfür nicht optimiert sind und zum Teil nicht einmal die erforderlichen Vorhersagegrößen direkt bereitstellen. Erst mit der wachsenden Bedeutung der erneuerbaren Energien rückt zunehmend auch der Bedarf des Energiesektors in den Fokus der Weiterentwicklung dieser Modelle. Nach ersten Ansätzen bei der Windenergie können für die Zukunft möglicherweise weitergehende Anpassungen erwartet werden, die eine deutliche Verbesserung der Vorhersagequalität für die Solarstrahlung mit sich bringen. Insbesondere die für konzentrierende Solarenergiesysteme wesentliche Direktnormalstrahlung ist in dieser Hinsicht ein Kandidat.

Viele der verfügbaren numerischen Modelle liefern mittlerweile die Globalstrahlung am Boden als direkte Modellgröße, während die Direkt- und Diffuskomponenten nur selten verfügbar sind. Auch wenn prinzipiell die vom Modell ausgegebenen Variablen direkt in Solarenergieanwendungen verwendet werden könnten, kommen nahezu immer geeignete Schritte zum Post-Processing dieser Daten zusätzlich zum Einsatz (siehe Kapitel 7).

Die Entwicklung der heute verfügbaren Globalmodelle bezüglich Auflösung und direkt modellierter, das heißt nicht parametrisierter Prozesse, ist für die Solarleistungsvorhersage vielversprechend. Insbesondere die wesentliche Charakterisierung von Wolkenprozessen bei gleichzeitiger Verringerung der Modellauflösung auf unter 10 km und unter 1 Stunde, die innerhalb der kommenden zehn Jahre erwartet werden kann, lässt zukünftig deutliche Verbesserungen für die Strahlungsvorhersage erwarten.

Im Rahmen der IEA-Tasks 36 und 46 wurden Solarstrahlungsvorhersagen auf der Basis unterschiedlicher numerischer Modelle evaluiert. Ein Vergleich von Solarstrahlungsvorhersagen auf der Basis dieser Modelle findet sich in (PEREZ et al. 2013). Ein weiterer Vergleich von vier operationellen Modellen, darunter die Globalmodelle „Integrated Forecast System“ (IFS) des ECMWF und NOAA's „Global Forecast System“ (GFS) findet sich in (LARSON 2013).

Ein in der Solarleistungsvorhersage sehr häufig eingesetztes Modell ist das „Integrated Forecast System“ (IFS) des ECMWF. Das IFS mit seiner horizontalen Gitterweite von 16 km ist ein hochauflösendes Globalmodell mit einer zeitlichen Auflösung von 3 Stunden; Ein-Stunden-Daten sind prinzipiell verfügbar. IFS besitzt offensichtlich eine für die Solarstrahlungsvorhersage vorteilhafte Implementierung der Wolken-Strahlungs-Wechselwirkung und des Strah-

lungstransports (Rapid Radiation Transfer Model innerhalb des McRad-Strahlungspakets).

Ebenfalls eine vielfache Verwendung findet NOAA's „Global Forecast System“ (GFS), das aktuell mit einer räumlichen Auflösung von 28 km in dreistündlichen Intervallen (einstündlich unter 12 Stunden) verfügbar ist. Im Gegensatz zum IFS wird bei GFS die Wolkenbedeckung als diagnostische Größe ausgegeben.

Environment Canada's Canadian Meteorological Centre betreibt das „Global Environmental Multiscale“-Modell (GEM). Das Modell kann in einer regionalen Konfiguration mit einer räumlichen Auflösung von maximal 15 km betrieben werden und hat in Vergleichen zur Solarstrahlungsvorhersage ebenfalls sehr gute Ergebnisse erzielt (PELLAND 2013).

Im Bereich der mesoskaligen Ausschnittmodelle nimmt das „Weather Research and Forecasting Modell“ (WRF) eine besondere Stellung aufgrund seiner in Forschung und Anwendung weiten Verbreitung ein. WRF zeichnet sich durch die einfache Möglichkeit des Austauschs von physikalischen Parametrisierungen aus, wodurch es insbesondere leicht an spezielle Bedingungen anpassbar ist. Die Beschreibung von Wolken-Strahlungs-Wechselwirkungen innerhalb von WRF ist jedoch zum Beispiel im Vergleich zu IFS weniger detailliert. Jüngst wurde mit WRF-Solar eine speziell für die Belange der Solarenergie zugeschnittene WRF-Konfiguration vorgestellt (JIMÉNEZ et al. 2015). Hierbei wurde insbesondere der Komplex Wolken-Aerosol-Strahlung optimiert. Mit GFS initialisierte Standardimplementierungen von WRF sind aktuell an zahlreichen Einrichtungen im Einsatz (zum Beispiel Meteotest, DNV-GL, AWS Truepower, ASRC/Univ. Albany).

Ein weiteres operationelles mesoskaliges Modell, das für Solarstrahlungsvorhersagen verwendet wurde, ist das „High Resolution Limited Area Model“ (HIRLAM), das von mehreren nationalen Wetterdiensten in Europa betrieben wird. In der höchsten operationellen Auflösung („SKA“) beträgt die Gitterweite hier  $0,03^\circ$  (3 km). Im weiteren Verlauf werden unter anderem Ergebnisse dieses Modells verwendet.

Neben den deterministischen Modellen werden zunehmend Ensemblevarianten der großen Modellzentren für die Solarstrahlungsvorhersage verwendet. Ensemblemodelle sind hierfür prädestiniert, da sie direkte Angaben zur Unsicherheit der Strahlungsvorhersage ermöglichen. Zwei unterschiedliche Ensemblevarianten können hierbei eingesetzt werden. Entweder wird eine größere Zahl von Programmläufen desselben Modells mit jeweils leicht gestörten Anfangsbedingungen beziehungsweise Modellkonfigurationen durchgeführt oder ein Modellensemble aus mehreren eigenständigen Modellen wird gestartet. Sofern die Entscheidungsprozesse der Endnutzer die Einbeziehung von Unsicherheitsinformation vorsehen, können Ensemblemodelle einen deutlichen Vorteil gegenüber den deterministischen Pendanten darstellen. Dies sollte vor allem für die Verwendung im Energiehandel zutreffen.

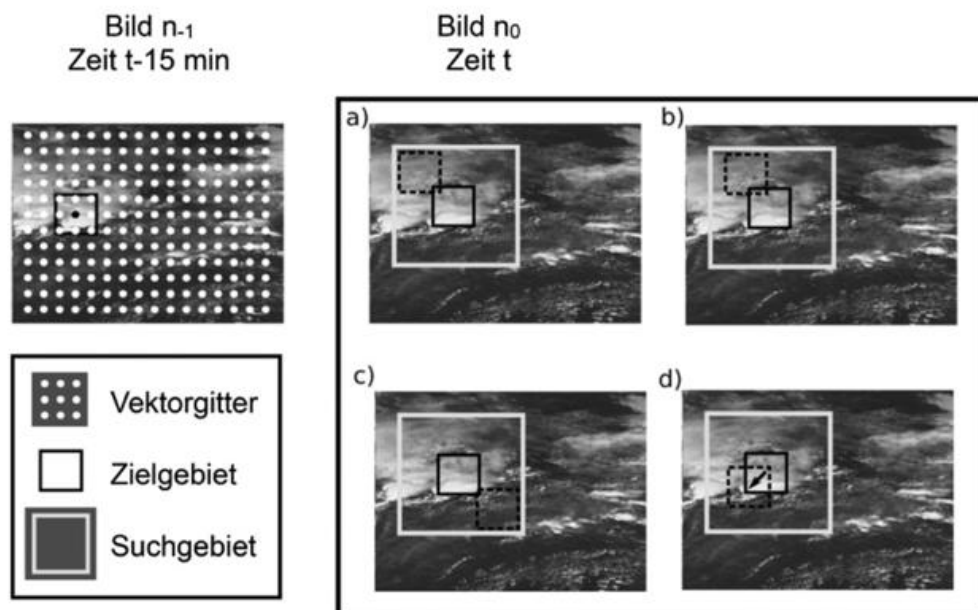


Abb. 8-3: Erkennung der Wolkenbewegung in Satellitenbildern (KÜHNERT et al. 2013). Für jeden Gitterpunkt (links oben) wird das Wolkenmuster im umgebenden Zielgebiet im Folgebild gesucht (rechts). Dazu wird für alle Zielgebiete im Suchgebiet der mittlere quadratische Fehler (MSE) bestimmt (a–c). Das durch die Minimierung von MSE gefundene Zielgebiet bestimmt dann den Bewegungsvektor (d).

#### 4 Bewegungskvektoren aus Satellitendaten

Aufnahmen von geostationären Satelliten als Quelle für die räumlich hochaufgelöste Bestimmung der Globalstrahlung zu nutzen, ist eine seit langem etablierte Methode, deren Ergebnisse in Solarenergieanwendungen vielfach verwendet werden (siehe Beitrag 7 von R. Müller in diesem Heft). Da der Beitrag der Satellitendaten dabei wesentlich in der Bestimmung des Bewölkungseinflusses besteht, ist es naheliegend, geeignete Verfahren zur Bestimmung der zeitlichen Entwicklung der Bewölkungssituation mit diesen Verfahren zu kombinieren, um Vorhersagen der Solarstrahlung am Erdboden zu erzeugen. Methoden zur Bestimmung dieser Wolkenbewegungskvektoren („Cloud Motion Vectors“) werden hierfür seit einiger Zeit eingesetzt. Für die operationelle Wettervorhersage werden „Cloud Motion Winds“ seit mehr als zwei Jahrzehnten für die Beschreibung von Windfeldern in größeren Höhen erfolgreich eingesetzt.

Um Bewegungskvektoren von Wolken zu bestimmen, werden korrespondierende Wolkenstrukturen in zeitlich aufeinanderfolgenden Satellitenbildern identifiziert (Abb. 8-3). Gebiete mit einer typischen Größe von 100 km x 100 km – groß genug, um im entsprechenden Zeitbereich stabile Wolkenstrukturen zu detektieren und klein genug, damit die Wolkenbewegung mit nur einem Vektor beschrieben werden kann – werden definiert. Die maximal mögliche Verschiebung ist dann durch die maximale mittlere Windgeschwindigkeit in Wolkenhöhe bestimmt. Die Verschiebung, die zu einer Minimierung der mittleren quadratischen Pixeldifferenz für das betrachtete Gebiet führt, wird als Bewegungskvektor hierfür bestimmt. Annahme hierbei ist, dass die Wolkenbewegung im Wesentlichen nur advektiv geschieht und somit stabile Wolkenstrukturen angenommen werden können. Die Gültigkeit dieser Annahme

ist gleichzeitig die entscheidende Limitierung des Verfahrens bezüglich der Vorhersagezeit. Die auf diese Weise bestimmten Bewegungskvektoren werden daraufhin für das vollständige Satellitenbild angewendet und geben somit eine Vorhersage des Bewölkungszustandes. Hierzu wird aus den am Satelliten gemessenen Reflektionswerten der dimensionslose „Cloud Index“ als Maß für die Wolkenstrahlung bestimmt. Durch Glättungsverfahren werden kleinskalige stochastische Strukturen herausgefiltert. Die Globalstrahlung am Erdboden wird schließlich über die Anwendung hierfür etablierter Verfahren, wie der Heliosat-Methode, bestimmt.

Eine Kombination von satellitengenerierten Cloud-Index-Feldern mit stündlichen Windfeldern des mesoskaligen Modells WRF wurde von (MÜLLER et al. 2013) vorgeschlagen. Stark vereinfachend wurde hierbei eine konstante Wolkenhöhe angenommen. Ein potentieller Vorteil von modellgenerierten Windfeldern ist die Möglichkeit, Veränderungen in den Windvektoren während der Extrapolation zu berücksichtigen. Eine Kombination von Satellitenbeobachtungen, des PATMOS-x-Pakets zur Bestimmung von Wolkeneigenschaften und -höhe sowie Windfeldern des GFS-Globalmodells beschreiben MILLER et al. 2011. Die Globalstrahlung wird dabei über ein Strahlungstransportmodell mit den vorhergesagten Wolkeneigenschaften und weiteren Atmosphärenparametern berechnet.

Solarvorhersagen auf Basis von Satellitendaten haben im Kurzzeitbereich durchweg bessere Ergebnisse als numerischen Wettervorhersagemodelle gezeigt. In PEREZ et al., 2010 werden fünf Stunden als mittlere Grenze zwischen beiden Verfahren genannt, jedoch ist dies deutlich von der jeweils vorherrschenden großräumigen Strömungssituation abhängig. Unter einer Stunde sind Satellitendaten gegenüber Persistenz nicht mehr im Vorteil.

Werden fünf Stunden als Obergrenze für die Nutzung von Bewegungskvektoren angenommen, so ergibt eine einfache Abschätzung mit mittleren maximalen Wolkenzuggeschwindigkeiten in den relevanten Höhen von 40 m/s eine überschlägige Gebietsgröße von 1500 km x 1500 km, die von den Satellitenbildern abgedeckt werden muss.

Um das Verfahren auch in den frühen Morgenstunden anwendbar zu machen, können zusätzlich zu den Satellitendaten des sichtbaren Spektralbereichs die Daten der In-

frarotkanäle verwendet werden. Weiterhin lässt sich prinzipiell der Vorhersagehorizont erweitern, indem Windfelder aus einem numerischen Modell verwendet werden, um die Berechnung der Bewegung der Wolkenstrukturen zu unterstützen.

Eine detailliertere Darstellung von bewegungsvektorbasierten Solarstrahlungsvorhersagen geben KÜHNERT et al. 2013.

## 5 Bewegungsvektoren aus Wolkenkameras

Sind Vorhersagen der Solarstrahlung im Zeitbereich von wenigen Minuten von Bedeutung, wie zum Beispiel für die Steuerung von solarthermische Kraftwerken oder für die Analyse kurzzeitiger Fluktuationen in Photovoltaik-Kraftwerken, dann kommen Vorhersagen auf der Basis von numerischen Vorhersagemodellen oder Wolkenzugvektoren wegen der ungenügenden zeitlichen und räumlichen Auflösung nicht mehr in Betracht. Die durch Wolken hervorgerufene kleinskalige Variabilität kann nicht mehr wiedergegeben werden. Für statistische Verfahren, zum Beispiel aus den Bereichen „Machine Learning“ oder Zeitreihenanalyse ist dieser Zeitbereich hingegen wieder zu lang und Ereignisse, die durch die Statistik nicht repräsentiert sind (wie zum Beispiel Rampen), lassen sich nicht wiedergeben. Um diese methodische Lücke zu schließen, werden seit einiger Zeit vermehrt Verfahren entwickelt, die bodengestützte Wolkenkameras (engl. whole/all/total sky imager) verwenden, um relevante Information zur Bewölkung (Struktur, Bewegung und optische Eigenschaften) zu sammeln. Insbesondere können sehr kurzzeitige Schwankungen der Solarstrahlung im Bereich von Minuten oder Sekunden („Rampen“) gut erfasst werden. Der maximal mögliche Vorhersagehorizont hängt dabei deutlich von der aktuellen Bewölkungssituation (Wolkenhöhe und -geschwindigkeit) ab. Typischerweise beträgt dieser 15 bis 30 Minuten.

Grundsätzlich ist die Methode damit vergleichbar mit dem vorher beschriebenen satellitenbasierten Verfahren, zeitliche und räumliche Skalen sind der Messanordnung entsprechend jedoch ein bis zwei Größenordnungen darunter angesiedelt. Abb. 8-4 zeigt ein Schema der verschiedenen Prozessschritte, die zur Erstellung einer Solarstrahlungsvorhersage aus Wolkenkamerabildern notwendig sind.

Heute verwendete Sky Imager-Systeme bestehen in der Regel aus digitalen Fotokameras in einem weiten Qualitätsbereich, die mit einem Fischaugenobjektiv ausgestattet sind und auf diese Weise den gesamten sichtbaren Himmel erreichen. Neben der Kamera-Hardware ist vor allem die Software-Komponente zur Auswertung der Aufnahme entscheidend. Hierbei werden unterschiedliche Bildeigenschaften für die Wolkenerkennung ausgewertet. Das Rot-Blau-Verhältnis (RBR) ist wegen der unterschiedlichen spektralen Eigenschaften von Wolken und klarem Himmel ein primärer Indikator. Binäre Karten der Bewölkung (Abb. 8-5, Mitte links) können auf der Basis von Schwellwert-Al-

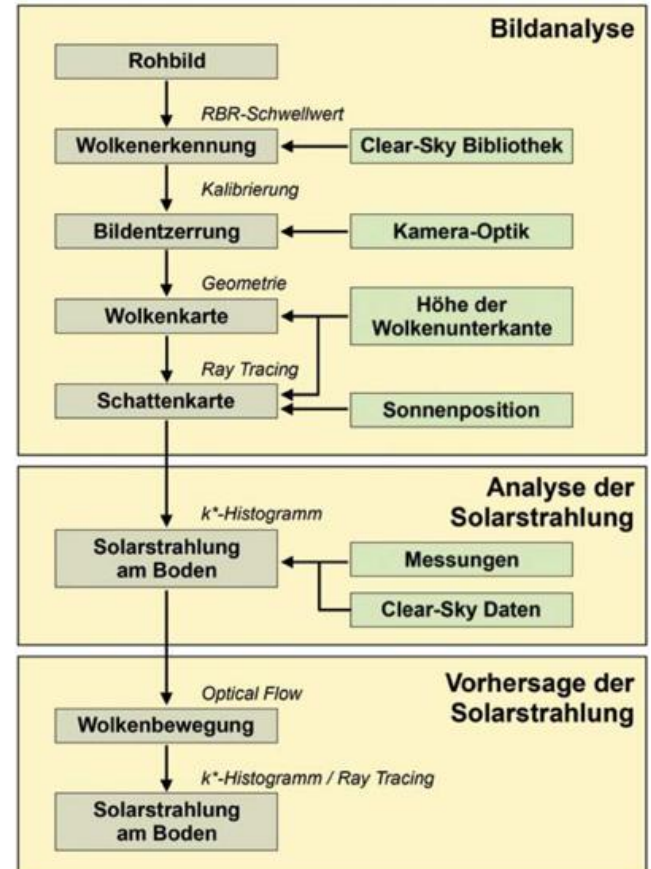


Abb. 8-4: Prozesskette zur Verwendung von Sky Imager-Daten zur Solarstrahlungsvorhersage (SCHMIDT et al. 2015).

gorithmen erstellt werden, zum Beispiel durch Auswertung des RBR-Wertes im Vergleich zu einer Clear-Sky-Situation, um der anisotropen Strahlungsverteilung in Abhängigkeit vom Sonnenstand Rechnung zu tragen. Da die Wolkenerkennung im zirkumsolaren Bereich wegen der oft auftretenden Pixelsättigung besonders schwierig ist, wird dieser Bereich häufig separat ausgewertet. Dabei werden klarer Himmel und unterschiedliche Wolkendicken diskriminiert. Algorithmen zur Wolkenklassifizierung können darüber hinaus Information zu Wolkentyp, optischer Dicke und Wolkenhöhe liefern.

Als letzten Schritt der Bilddatenverarbeitung ist die Bildinformation in reale Koordinaten zu überführen. Hierzu ist die Kenntnis der Wolkenhöhe erforderlich, um die Schattenstruktur am Erdboden zu bestimmen – somit wesentlich für eine hochaufgelöste Bestimmung und Vorhersage der Einstrahlung am Erdboden. Lediglich für die Punktvorhersage am Ort der Wolkenkamera ist keine Information über die Wolkenhöhe notwendig. Die Bestimmung der Wolkenhöhe ist über Bodendaten, Fernerkundungsmethoden und Sky Image-Daten möglich, Ceilometermessungen am Boden liefern jedoch die zuverlässigsten Ergebnisse. Die Höhe des Wolkenoberrands kann, wenn auch mit geringerer Genauigkeit, aus Satelliteninformationen abgeleitet werden. Stereographische Methoden mit mehreren Sky Scannern können ebenfalls für die Bestimmung der Wolkenhöhe herangezogen werden (URQUHART et al. 2013).

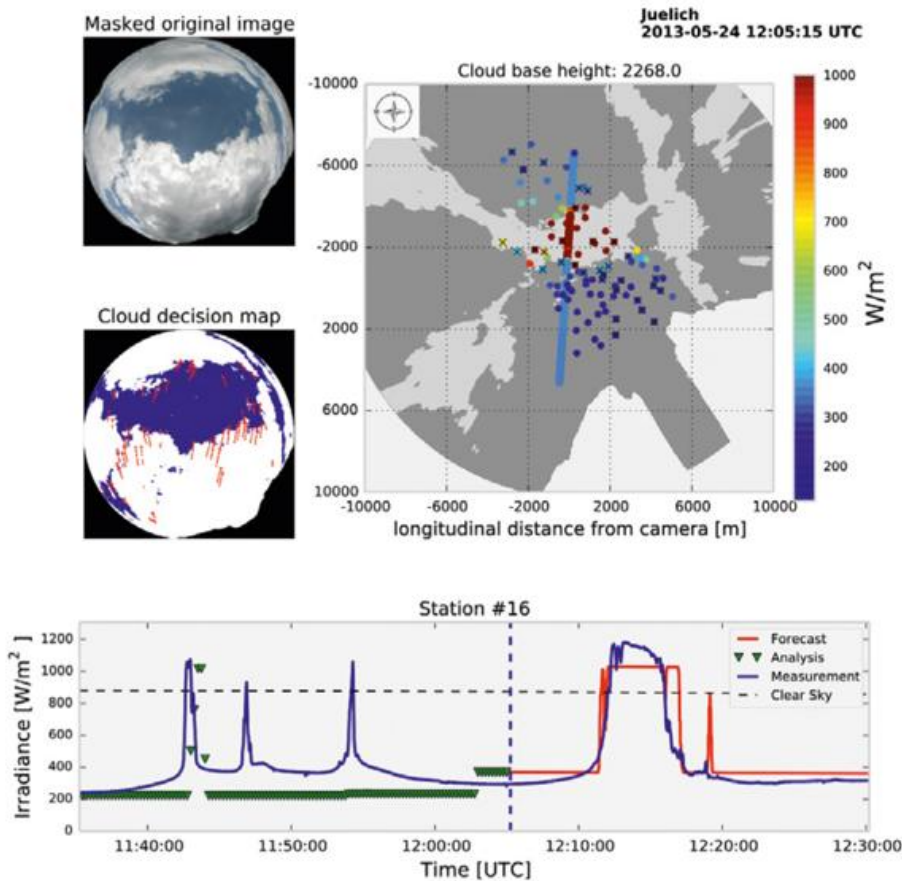


Abb. 8-5: Beispiel für eine Sky-Imager-basierte Vorhersage. Oben links: maskiertes Rohbild. Mitte links: binäre Wolkenkarte mit Wolkenzugvektoren der vergangenen 60 Sekunden. Oben rechts: Schattenkarte auf einem 20 km × 20 km großen Bodengitter. Pyranometer-Stationen und Messungen sind durch farbige Punkte gekennzeichnet, Stationen mit schwarzen Kreuzen sind als ungünstig markiert und nicht berücksichtigt. Die dicke Linie kennzeichnet die „Vorhersage-Trajektorie“ entlang der mittleren Wolkenbewegung für eine Station. Unten: Zeitreihen der Vorhersage und Messung für den gleichen Zeitraum (SCHMIDT et al. 2015).

Schließlich wird aus dem Bodenschatten die Solarstrahlung am Erdboden abgeleitet. Hierzu kann aus der statistischen Verteilung des Clear-Sky-Index (Globalstrahlung normiert mit der modellierten Solarstrahlung bei wolkenfreiem Himmel) zum Beispiel der letzten Stunde eine für die beiden Zustände „abgeschattet“ und „nicht abgeschattet“ repräsentative Einstrahlung bestimmt werden. Annahme hierfür ist eine in dieser Zeit unveränderte atmosphärische Extinktion.

Für die Vorhersage ist die Bestimmung der Wolkenbewegung der wesentliche Schritt. Hierfür haben sich Standardverfahren wie die Maximierung der Kreuzkorrelation betrachteter Strukturen in aufeinanderfolgenden Bildern oder Optical Flow-Verfahren bewährt. Daraus abgeleitete Wolkenbewegungsvektoren können dann zur zeitlichen Extrapolation der Wolkenstruktur verwendet werden. Karten der Wolken Schatten am Boden können dann wiederum durch die Projektion der vorhergesagten Wolkenstrukturen auf den Erdboden erstellt werden.

Abb. 8-6 zeigt ein Beispiel einer dreistündigen Zeitreihe mit einem Vergleich Messung-Vorhersage und der dabei

typischen Orientierung der Vorhersage an der modellierten Clear-Sky-Strahlung. Ebenfalls deutlich die teilweise erheblichen Effekte überhöhter Direktstrahlung.

### 6 Vorhersagen mit statistischen Lernverfahren

Eine vielfach eingesetzte Möglichkeit der Vorhersage der Solarstrahlung und der erzeugten Leistung im Kurzzeitbereich (meist unter einer Stunde) sind klassische statistische sowie lernende Verfahren, die jeweils ausschließlich auf den entsprechenden Strahlungs- oder Leistungszeitreihen (das heißt ohne exogenem Input) operieren (COIMBRA und PEDRO 2013, DINGE et al. 2013). Da die hohe Autokorrelation von Solarstrahlungszeitreihen mit zunehmender Zeit rasch abnimmt, ist ihr Einsatz auf den Bereich von meist unterhalb einer Stunde begrenzt. Jenseits dieser Zeit sind die Änderungen in den relevanten atmosphärischen Eigenschaften zu berücksichtigen und eine physikalisch basierte Modellierung wird notwendig.

Bei statistischen Vorhersagen werden die Abhängigkeiten zwischen Prädiktoren und Prädiktanden (das heißt den Vorhersagen) aus vergangenen Zeitreihen als Trainingsmenge „gelernt“ und zur Beschreibung der künftigen zeitlichen Entwicklung auf Basis aktueller Messungen genutzt. Bekannteste Vertreter der klassischen Methoden sind Regressionsverfahren wie verschiede-

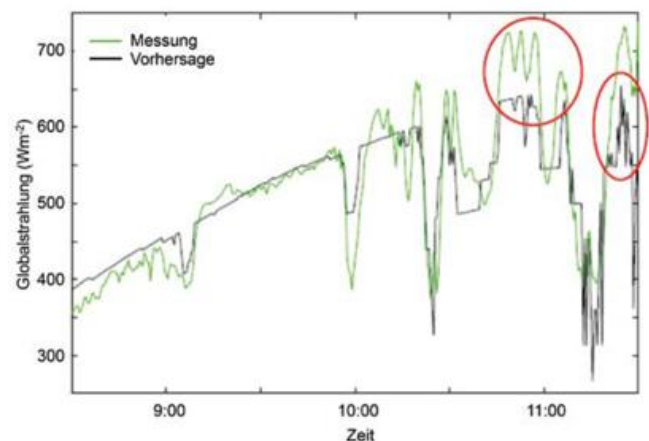


Abb. 8-6: Beispiel für eine Sky-Imager-basierte Vorhersage der horizontalen Globalstrahlung (schwarz) im Vergleich mit der Messung (grün) (KURTZ et al. 2014).

dene autoregressive Verfahren (AR, ARMA, ARIMA), der künstlichen Intelligenz zuzuordnende Lernverfahren sind „Künstliche Neuronale Netze“ (ANN), „k-nearest Neighbours“ (kNN) oder „Support Vector Regression“ (SVR). Sämtliche Verfahren sind vergleichsweise einfach anzuwenden und können im Kurzzeitbereich sehr gute Ergebnisse zeigen.

Die Einbeziehung relevanter exogener Daten, zum Beispiel von numerischen Modellen, Satelliten, Sky Imagern oder aus anderen meteorologischen Datenquellen, führt jedoch häufig zu erheblichen Verbesserungen der Vorhersagegenauigkeit. An diesem Punkt erfolgt ein fließender Übergang zwischen den statistischen Vorhersageverfahren und den statistischen Verfahren des „Post-Processing“, mit denen physikalische Vorhersageverfahren (siehe Kapitel 7) an meist durch lokale Einflüsse verursachte systematische Abweichungen angepasst werden (zum Beispiel Model Output Statistics).

Sämtliche statistische Modelle erfordern eine sehr sorgfältige Auswahl der relevanten Eingangsgrößen und deren optimale Aufbereitung. Die Konfiguration des gewählten statistischen Modells, wie zum Beispiel die Netztopologie beim ANN, ist ebenso wesentlich wie die Wahl der geeigneten Trainingsmenge. Beide Punkte sind potentielle Nachteile der statistischen Lernverfahren. Das Training erfordert in Abhängigkeit von der Variabilität der relevanten meteorologischen Bedingungen meist Zeitreihen von mehreren Monaten. Die Wahl der Trainingsmenge als auch die grundsätzlichen Modellkonfiguration ist in der Regel subjektiv und damit prinzipiell von der Rolle des Modellierers abhängig. Hier können objektive Methoden zur optimalen Konfiguration der Netztopologien und zur Wahl der Trainingsmengen zu einer Verbesserung führen, zum Beispiel über genetische Algorithmen. Die hierdurch eingeführten zusätzlichen Optimierungsebenen werden häufig als Stärke dieser Verfahren genannt, allerdings verstärken sie deren „Black Box“-Charakter auch erheblich.

## 7 Post-Processing

Statistische Werkzeuge des „Post-Processing“ sind heute Bestandteile sämtlicher Wettervorhersage-Systeme, um die Vorhersageprodukte vor allem hinsichtlich lokaler Effekte und systematischer Abweichungen zu verbessern. Im Zusammenhang mit der Solarstrahlungsvorhersage können zusätzlich die Einflüsse von im Vorhersagemodell nicht ausreichend dargestellten Variablen, wie Aerosolgehalt, und die Ableitung von vom Modell nicht bereitgestellten Variablen, wie die Direktnormalstrahlung, auf diese Weise berücksichtigt werden. Darüber hinaus sind Methoden zur Kombination der Ergebnisse verschiedener numerischer Modelle vermehrt Teil des Post-Processings. Grundsätzlich führen, sofern richtig angewandt, bei sämtlichen Vorhersageverfahren Methoden des Post-Processing zu präziseren Vorhersagen.

Post-Processing im eigentlichen Sinn kann auf die Methode der „Model Output Statistics“ (MOS) zurückgeführt werden, mit der ursprünglich numerische Vorhersagen in Bezug auf lokale systematische Abweichungen von Bodenwerten korrigiert wurden. Waren damit anfangs einfache Regressionsgleichungen verbunden, werden heute weitergehende Methoden wie Kalman-Filter und Lernverfahren eingesetzt.

Wichtige Elemente des Post-Processing sind Glättungsfilter zur räumlichen Mittelung. Hierdurch werden in Situationen mit stark variabler Bewölkung die Fluktuationen in den Vorhersagegrößen reduziert, da im Allgemeinen die Korrelation zwischen Vorhersagen und Messungen gering ist. Bei homogenem Strahlungsfeld (bedeckter oder klarer Himmel) bleibt die ursprüngliche Vorhersage unverändert. Bei numerischen Modellen verstärkt sich dieser Effekt mit höherer räumlicher und zeitlicher Auflösung des Modells. In PELLAND (2013) wird von einer Verringerung des Vorhersagefehlers für die Solarstrahlung im kanadischen GEM-Modell um 10 bis 15 % bei einer Glättung im Bereich von über 100 km berichtet.

Die zeitliche Auflösung von Globalmodellen beträgt meist 3 bis 6 Stunden und ist damit für Anwendungen im Energiebereich fast immer unzureichend. Stündliche Auflösungen stellen die Mindestanforderung dar – mit der Tendenz zu noch geringeren Zeiten. Für die zeitliche Interpolation von Solarstrahlungsvorhersagen bieten sich Clear-Sky-Modelle für die Beschreibung der Einstrahlung bei wolkenfreiem Himmel an. Clear-Sky-Modelle können über eine Beschreibung des Strahlungstransports für eine vorgegebene wolkenfreie Atmosphäre zur Interpolation des Tagesgangs bei Annahme konstanter atmosphärischer Verhältnisse verwendet werden.

Nicht im eigentlichen Sinn als Post-Processing zu bezeichnen ist die Kombination der Ergebnisse unterschiedlicher Vorhersagemodelle. Im einfachsten Fall kann bereits eine einfache Mittelung zum Erfolg führen, da in der Regel die Vorhersagefehler unterschiedlicher Modelle nur moderat korreliert sind. Eine Kombination kann somit den unterschiedlichen Fähigkeiten der Modelle, bestimmte Wettersituationen korrekt wiederzugeben, Rechnung tragen. Modellkombinationen lassen sich nicht nur mit unterschiedlichen Modellen für denselben Zeithorizont bilden, sondern auch zur Abdeckung eines großen Zeitbereichs von Minuten bis Tagen, indem zum Beispiel Sky-Imager-Daten, satellitenbasierte Wolkenzugvektoren und numerische Vorhersagemodelle mit einer von der Wettersituation und vom Vorhersagehorizont abhängigen Gewichtung Eingang finden (LORENZ und HEINEMANN 2012).

## 8 Leistungsvorhersage für Photovoltaiksysteme

Als letzter Schritt in der Vorhersage der Stromerzeugung aus Solarenergiesystemen folgt die Konversion der Einstrahlungswerte in die elektrische Leistung aus Photovol-

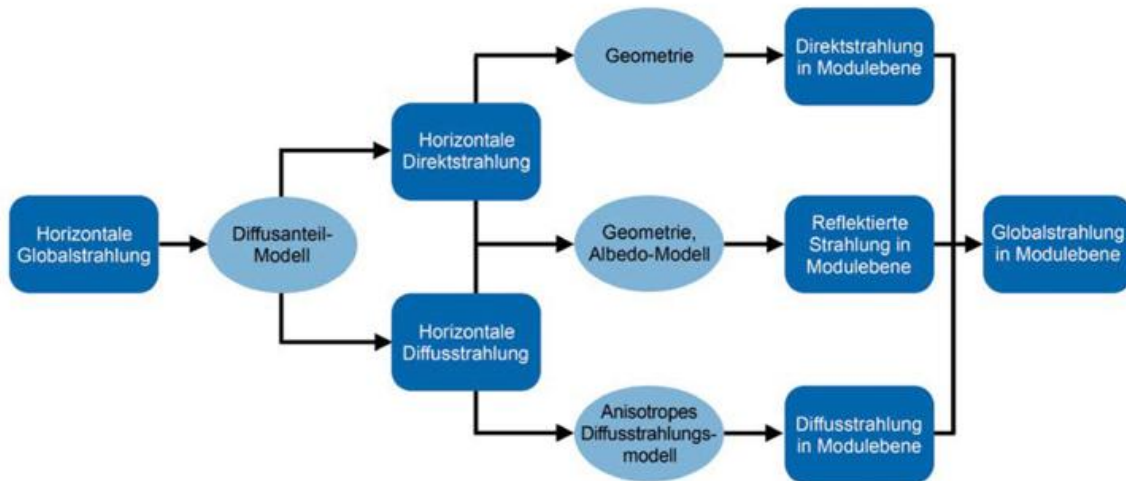


Abb. 8-7: Bestimmung der Solarstrahlung auf Modulebene aus der vorhergesagten horizontalen Globalstrahlung. Die Modelle zum Diffusstrahlungsanteil und zur anisotropen Verteilung der Diffusstrahlung basieren auf empirischen Zusammenhängen.

taik (PV) oder solarthermischen Kraftwerken und – im Fall von Regionalvorhersagen – deren Hochrechnung auf eine größere Fläche. Bei solarthermischen Kraftwerken ist die Direktnormalstrahlung die relevante atmosphärische Größe, auf der Systemseite ist der thermodynamische Prozess einschließlich möglicher Speicherkomponenten zu berücksichtigen. Dies bringt sowohl eine reduzierte Genauigkeit für die Solarstrahlungsvorhersage als auch eine von der implementierten Systemsteuerung abhängige Leistungsbeziehung mit sich. Wegen der überragenden Bedeutung der Photovoltaik im Solarstromsektor soll hier nur der Pfad von vorhergesagter Globalstrahlung zur PV-Stromerzeugung skizziert werden.

Grundsätzlich kann die Photovoltaik-Leistung aus der Einstrahlung sowohl über eine explizite physikalische Modellierung als auch über eine einfache statistische Korrelation von vorhergesagter Strahlung und gemessener PV-Leistung bestimmt werden. Eine vollständige Modellierung erfordert zusätzliche Information über die PV-Systeme und ihre Komponenten, wie Ausrichtung und Neigung der Module, Leistungskennlinie und Temperaturverhalten der Zellen sowie Leistungscharakteristik der verwendeten Wechselrichter.

Die Berechnung der Solarstrahlung auf die geneigte Modulfläche (Abb. 8-7), ausgehend von der horizontalen Globalstrahlung, ist wesentlich durch den anisotropen Charakter der Diffusstrahlung bestimmt. Dieser gerade im wolkenfreien Fall wichtige Effekt erfordert zunächst die Separation der horizontalen Direkt- und Diffusstrahlung – allein aus der Kenntnis der Globalstrahlung. Hierfür stehen empirische Modelle auf der Basis des „Clearness Index“ (Verhältnis der Globalstrahlung zur extraterrestrischen Strahlung) und des Sonnenstands zur Verfügung. Für den Diffusstrahlungsanteil müssen nun die anisotropen Anteile abgeschätzt werden. Modelle hierfür liefern eine vereinfachte Beschreibung der Richtungsverteilung der Diffusstrahlung, meist integral jeweils für die Horizontaufhellung und die zirkumsolare Strahlung. Entsprechende empirische Modelle für beide Umwandlungsschritte sind in der Literatur hinreichend verfügbar (GUEYMARD 2008).

Ist die Einstrahlung in Modulebene bestimmt, erfolgt die Simulation der elektrischen Leistung des Systems in Abhängigkeit von der verwendeten Zelltechnologie. Dafür sind die Abweichungen von den sogenannten Standardtestbedingungen (STC, dies sind 1000 Wm<sup>-2</sup> Einstrahlung, AM1.5 Solarspektrum, 25°C Modultemperatur), die den Strom-Spannungs-Kennlinien der Module zugrunde liegen, relevant. Das reale Temperaturverhalten der Module wird in der Regel mit einfachen Modellen für die Zelltemperatur und den bekannten Temperaturkoeffizienten der Module berücksichtigt. Um auch Abkühlungseffekte zu berücksichtigen, ist die Kenntnis der Einbauart der Module hilfreich. Der Wechselrichter-Wirkungsgrad wird schließlich in Abhängigkeit von der Gleichspannungsleistung modelliert. Weitere Effekte zweiter Ordnung wie Reflektions- und spektrale Verluste und Verluste durch die elektrische Verschaltung werden pauschal durch empirische Faktoren berücksichtigt.

Werden Solarleistungsvorhersagen auf Übertragungsnetzebene verwendet, sind kumulative Vorhersagen für eine meist größere Region erforderlich. Hierfür wird die Vorhersage für eine repräsentative Teilmenge auf die Gesamtmenge hochgerechnet („Up-Scaling“). Dieser Schritt ist zum einen notwendig, um den Rechenaufwand zu begrenzen, aber auch, weil die oben genannten Detailinformationen in der Regel nicht für die gesamten Systeme bekannt sind. Andererseits ist eine vollständige Simulation für alle Systeme auch nicht notwendig, da wegen der hohen räumlichen Korrelation in der Systemleistung kaum eine Reduzierung der Genauigkeit zu beobachten ist, sofern die Auswahl der Teilmenge hinreichend sorgfältig erfolgt ist. Hierbei ist wichtig, dass die räumliche Verteilung des Systems in dem betrachteten Gebiet bezüglich ihrer Nennleistung korrekt wiedergegeben wird.

### 9 Bewertung der Vorhersageunsicherheiten

Detaillierte Evaluationen der Solarstrahlungsvorhersagen geben einerseits den Nutzern wertvolle Informationen zur

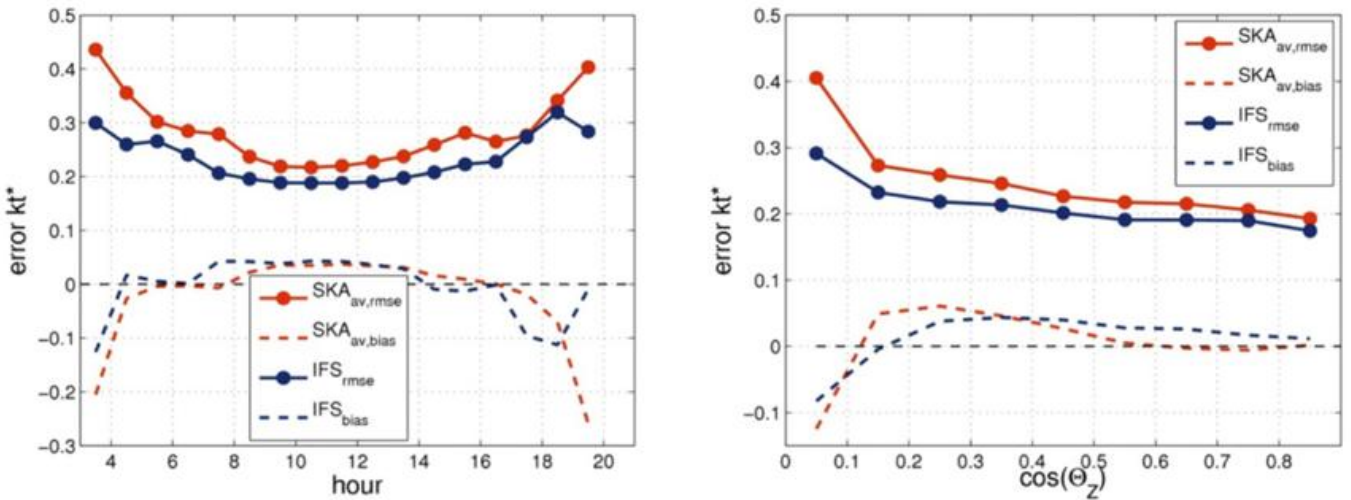


Abb. 8-8: RMSE (gepunktete Linien) und Bias (gestrichelt) für die SKAav - (rot) und IFS (blau) kt\*-Vorhersagen in Abhängigkeit von Tageszeit (links) und Sonnenstand (rechts). Daten: 18 Stationen des DWD, 12 Monate ab 1. März 2013.

Unsicherheit der Vorhersage, zum Beispiel für die Auswahl zwischen verschiedenen Vorhersageprodukten oder als Grundlage für Entscheidungsprozesse, andererseits liefern sie die notwendigen Daten für die Überprüfung und Verbesserung der Vorhersagemethoden in Forschung und Entwicklung.

Eine Evaluation der Vorhersagequalität erfolgt meist über den Vergleich mit Referenzdaten, wobei statistische Fehlermaße als auch die visuelle Analyse herangezogen werden. Wenn verfügbar, werden Strahlungsmessungen als Referenzdaten verwendet („ground truth“). Darüber hinaus werden aus Satellitenmessungen generierte Strahlungsdaten oder auch die Ergebnisse detaillierter physikalischer Modelle verwendet.

Im Folgenden werden exemplarische Ergebnisse von Vorhersageevaluationen für die Globalstrahlung gezeigt, für die Bodenmessungen des Deutschen Wetterdienstes an 18 Stationen im Zeitraum März 2013 bis Februar 2014 herangezogen wurden. Die Vorhersagen entstammen dem Globalmodell IFS (ECMWF) und dem Ausschnittmodell SKA/HIRLAM (DMI). Die spezifischen Kenndaten für die räumliche und zeitliche Auflösung und den Vorhersagehorizont sind: 0,125°, 3h, 24h (IFS) und 0,03°, 1h, 4-9h (SKA).

Beide Datensätze wurden mehreren Post-Processing-Schritten unterzogen:

- Räumliche Glättung (IFS 1°x1°, SKA 20x20 Gitterpunkte, ~ 60 km x 60 km),
- zeitliche Interpolation (IFS: 1h-Werte über ein Clear-Sky-Modell),
- zeitliche Mittelung (SKA: 5h-Mittelung des Clear-Sky-Index (SKAav)).
- Statistisches Post-Processing sowohl in Form linearer Regression für die Globalstrahlung und den Clear-Sky-Index als auch als Bias-Korrektur in Abhängigkeit vom Sonnenstand und dem Clear-Sky-Index.

Das Training wurde mit einem gleitenden 30-Tage-Zeitfenster für alle DWD-Stationen durchgeführt.

Als statistische Fehlermaße werden üblicherweise der **Mean Bias Error** (MBE, Bias), der mittlere quadratische Fehler (MSE), der **Root Mean Square Error** (RMSE), der mittlere absolute Fehler (MAE) und die Standardabweichung (SDE,  $\sigma$ ) verwendet. Diese sind wie folgt definiert:

$$RMSE = (MSE)^{1/2} = (1/N \sum_{i=1,N} e_i^2)^{1/2}$$

$$SDE = \sigma = (1/(N-1) \sum_{i=1,N} (e_i - \hat{e}_i)^2)^{1/2}$$

$$MAE = 1/N \sum_{i=1,N} |e_i|$$

$$MBE = 1/N \sum_{i=1,N} e_i$$

$$e_i = y_{i,Vorhersage} - y_{i,Beobachtung}$$

wobei  $y_{i,Vorhersage}$  und  $y_{i,Beobachtung}$  die i-te Vorhersage und Beobachtung sind,  $e_i$  der i-te Vorhersagefehler und  $i = 1, \dots, N$  die Menge der Paare Vorhersage-Beobachtung.

Um den deterministischen Anteil durch den Tagesgang der Solarstrahlung zu eliminieren, der zum Beispiel zu einem ebenfalls erheblichen sonnenstandsabhängigen Tagesgang des RMSE der Vorhersagen führt, ist es hilfreich, die Globalstrahlung (GHI) mit der Clear-Sky-Strahlung ( $GHI_{clearsky}$ ) zu normieren:

$$k_t^* = GHI / GHI_{clearsky}$$

$k_t^*$  wird als „Clear-Sky-Index“ bezeichnet und wird über ein zu wählendes Clear-Sky-Modell bestimmt.

Abb. 8-8 zeigt, dass RMSE und Bias des Clear-Sky-Index  $k_t^*$  eine deutliche Tages-beziehungswise Sonnenstandsabhängigkeit besitzen. Gerade bei geringen Sonnenhöhen besteht eine hohe Empfindlichkeit in der Clear-Sky-Modellierung für 3D-Wolkeneffekte und für Fehler in der atmosphärischen Trübung. Allerdings korrespondieren diese Fälle mit einer geringen Clear-Sky-Strahlung, so dass der Gesamtfehler für die Globalstrahlung hiervon weniger stark betroffen ist.

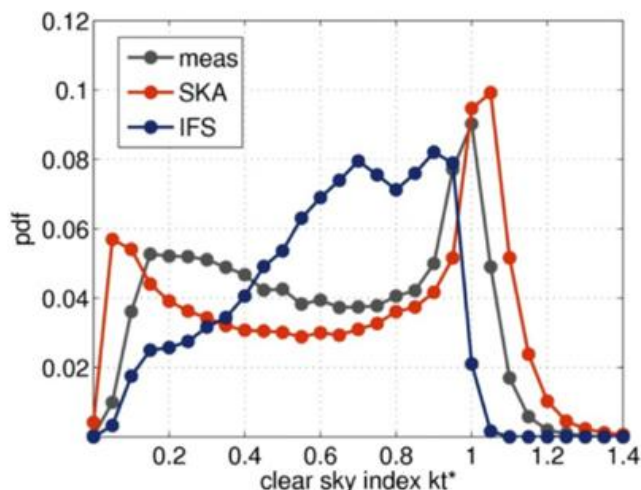


Abb. 8-9: Verteilungsfunktion (pdf) des Clear-Sky-Index für Messungen (schwarz), SKA-Vorhersagen (rot) und IFS-Vorhersagen (blau). Daten und Zeitraum wie Abb. 8-8, nur Werte mit  $\cos(\text{Zenithwinkel}) > 0,1$  wurden berücksichtigt.

Eine für die Bewertung der Vorhersagen nützliche Information ist die Übereinstimmung der Verteilungsfunktionen für Beobachtungen und Vorhersagen der Solarstrahlung beziehungsweise des Clear-Sky-Index. Abb. 8-9 zeigt diesen Vergleich für die beiden betrachteten Vorhersagen. Die Beobachtungsdaten zeigen ein deutliches Maximum für  $k_t^* = 1$ , das heißt bei klarem Himmel. Die hochaufgelöste SKA-Vorhersage überschätzt die Anzahl sehr klarer und sehr bedeckter Zustände, während mittlere Bewölkungszustände unterrepräsentiert sind. Die IFS-Vorhersage dagegen verhält sich umgekehrt und erzeugt durch die geringere zeitliche Auflösung und die räumliche  $1^\circ \times 1^\circ$ -Mittelung eine deutlich zu hohe Anzahl von Zuständen mit mittlerem  $k_t^*$ .

Für eine quantitative Bewertung der Übereinstimmung von beobachteter und vorhergesagter Verteilungsfunktion wird

häufig das Kolmogorov-Smirnoff-Integral verwendet. Allerdings ist eine gute Übereinstimmung der Verteilungen kein hinreichendes Kriterium für hohe Vorhersagequalität, da hiermit keine Aussage über das Zeitverhalten der Vorhersage gemacht werden kann.

Ein wesentlicher Einfluss auf die Vorhersagequalität ist durch die Variabilität der Bewölkung gegeben. Für die Vorhersagen des SKA-Modells zeigt Abb. 8-11 eine Erhöhung der RMSE-Abweichung bei steigender Variabilität (hier durch die Standardabweichung von  $k_t^*$  über fünf Stunden repräsentiert).

Den Vergleich zweier Zeitreihen mit klarem und durchbrochenem Himmel zeigt Abb. 8-10. Vorhersagen und Beobachtungen stimmen bei klarem Himmel gut überein, bei durchbrochener Bewölkung (rechts) sind jedoch deutliche Abweichungen sichtbar.

Den Effekt der Anwendung der linearen Regression in Abhängigkeit von der Variabilität zeigt Abb. 8-11 (links). Im Fall hoher Variabilität kann eine deutliche Verringerung des RMSE erreicht werden. Allerdings ist dieser Einfluss bei geringer Variabilität umgekehrt und kann daher für Situationen mit klarem Himmel zu einer Unterschätzung der Einstrahlung führen. Mit der Verwendung von Glättungsfilttern oder räumlichen und zeitlichen Mitteln kann der RMSE in Situationen mit erhöhter Variabilität reduziert werden, ohne Veränderungen bei geringer Variabilität hervorzurufen. Abb. 8-10 (rechts) und Abb. 8-11 (links) zeigen deutlich geringere RMSE-Werte für die gemittelten Vorhersagen insbesondere bei hoher Variabilität. Optimale Werte für Mittelungsgebiet und -zeit hängen von der jeweiligen Korrelation zwischen Vorhersagen und Messungen ab. Eine Kombination von Mittelung und anschließender linearer Regression kann den Vorhersagefehler weiter reduzieren.

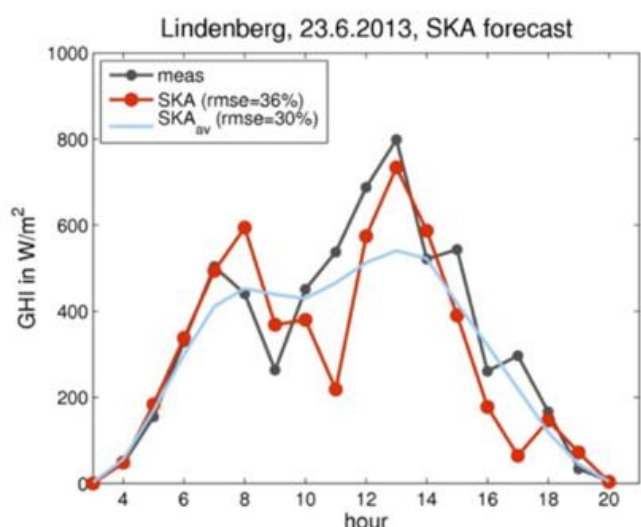
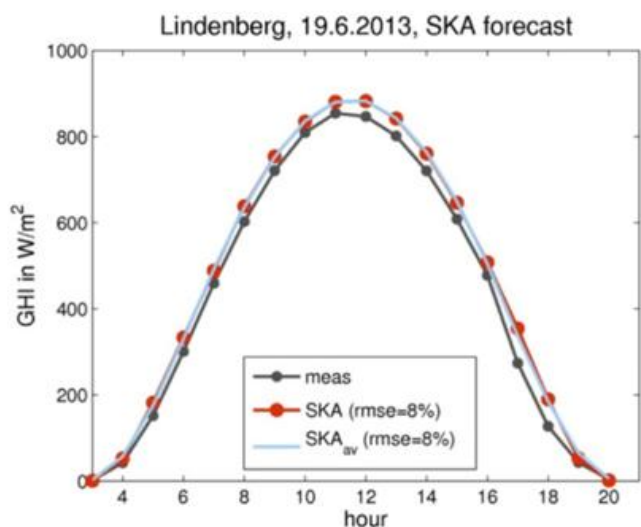


Abb. 8-10: Vergleich von Vorhersage (SKA-Modell) und Beobachtung für zwei Tage mit einem klaren (links, 19.6.2013) und einen durchbrochenen (rechts, 23.6.2013) Himmel. Für die Vorhersage wurden folgende räumlichen und zeitlichen Mittelungen durchgeführt: SKA: nearest grid point, 1h-Auflösung (rot),  $SKA_{av}$ : gleitendes Mittel (5h) für  $k_t^*$  für für räumlich gemittelte (60 km x 60 km) Vorhersage (hellblau). Der Standort ist jeweils Lindenberg.

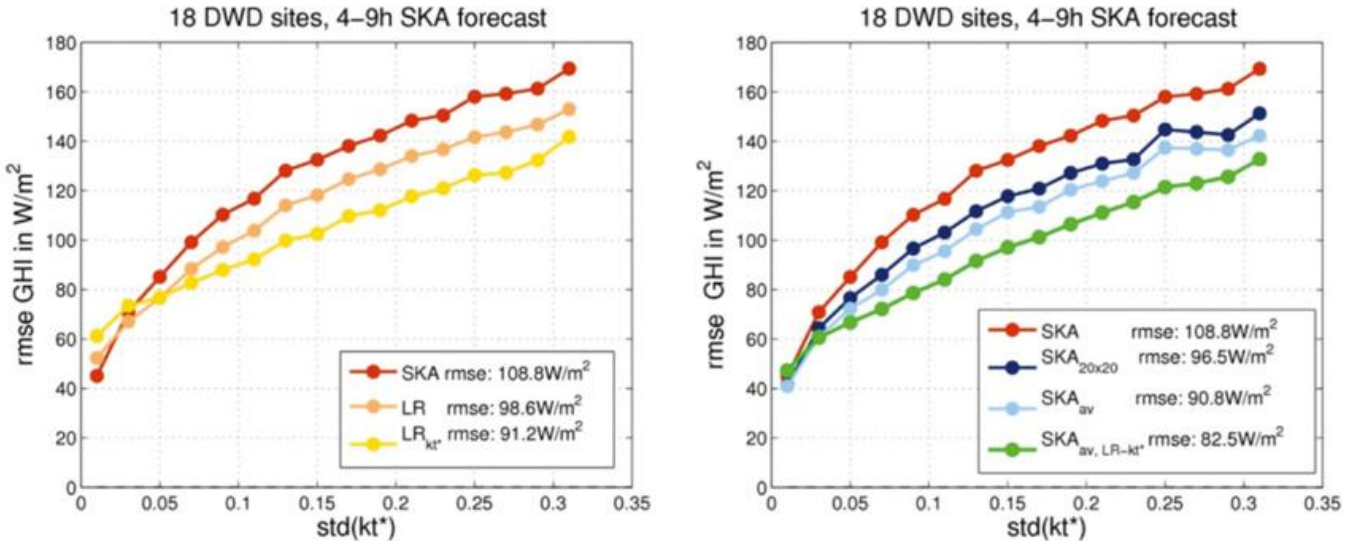


Abb. 8-11: RMSE in Abhängigkeit von der Standardabweichung von  $k_t^*$  (über 5 h) für SKA-Vorhersagen mit: Links: Anwendung von linearer Regression, SKA mit nearest grid point (rot), LR: lineare Regression für GHI (orange), LR- $k_t^*$  für lineare Regression für  $k_t^*$  (gelb). Rechts: Mit verschiedenen räumlichen und zeitlichen Mittelungen: SKA: nearest grid point (rot), SKA<sub>20x20</sub>: über 20 x 20 Gitterpunkte gemittelt (dunkelblau), SKA<sub>av</sub>: gleitendes Mittel (5h) von  $k_t^*$  über Mittel der 20 x 20 Gitterpunkte (hellblau), SKA<sub>av\_LR-kt\*</sub>: lineare Regression von  $k_t^*$  angewandt auf SKA<sub>av</sub> (grün). Daten und Zeitraum wie Abb. 8-8, Trainingsmenge: vergangenen 30 Tage für alle Standorte.

## 10 Ausblick

In kurzer Zeit haben Produkte zur Solarleistungsvorhersage in vielen Ländern ihren festen Platz in der Stromversorgung eingenommen. Werden allerdings aktuelle Szenarien der Solarenergienutzung im Stromsektor in den kommenden Jahrzehnten auch nur teilweise Wirklichkeit, kommt der Verfügbarkeit von sehr hochwertigen Vorhersagemethoden eine noch weitaus höhere Bedeutung zu, um diese sehr großen und schwankenden Mengen von Solarstrom mit hoher technischer und ökonomischer Effizienz zu nutzen.

In allen oben beschriebenen Bereichen der Solarleistungsvorhersage sind dafür zusätzliche Forschungsanstrengungen nötig. Dabei sind in einigen Bereichen Verbesserungen bereits absehbar. So kann erwartet werden, dass die Entwicklung bei den numerischen Wettervorhersagemodellen bezüglich ihrer räumlichen und zeitlichen Auflösung, der Assimilation zusätzlicher energierelevanter Daten sowie verbesserter Parametrisierungen von Strahlungs- und Wolken- und Aerosolprozessen kontinuierlich voran getrieben wird. Die Entwicklung und Anwendung von Modellen mit einer zum Teil deutlich höheren zeitlichen Auflösung (zum Beispiel „Rapid Update Cycle“) kann zu merklichen Verbesserungen bei den Intraday-Vorhersagen führen.

Vorhersagen auf der Grundlage von Bewegungsvektoren werden von Verbesserungen in der Wolkenerkennung profitieren. Für den Bereich statistischer Methoden ist die Verfügbarkeit hochwertiger Messdaten der Solarstrahlung und der Anlagenleistungen in Echtzeit von besonderer Bedeutung. Schließlich wird die Weiterentwicklung von kombinierten Anwendungen physikalischer und statistischer Modellierung sämtliche Vorhersagemethoden befruchten.

Genauere Spezifizierungen der erwarteten Unsicherheiten der Vorhersagen können wertvolle Informationen für die

Entscheidungsprozesse der Endnutzer liefern und werden vermehrt nachgefragt. Angaben über statistische Kenngrößen als Teil der Vorhersage oder – besser noch – vollständig probabilistische Vorhersagen werden sicherlich künftig das Maß der Dinge in der Solarleistungsvorhersage darstellen. Die Ensemble-Systeme der numerischen Wettervorhersage können diese Information bereits heute liefern, über statistische Analysen der Verteilungen historischer Vorhersagen und Messungen können ebenfalls probabilistische Aussagen erhalten werden. Sehr wahrscheinlich wird auch hier die Kombination von physikalischen und statistischen Methoden zu den bevorzugten Ergebnissen führen.

Auch sollte weiterhin eine detaillierte Analyse der Vorhersageunsicherheiten mit dem Ziel der verbesserten Modellentwicklung betrieben werden. Dies schließt die Untersuchung neuer Konzepte für die Evaluierung, zum Beispiel die Analyse von Variabilitätsinformation auf unterschiedlichen Skalen, sowie vergleichende Analysen unterschiedlicher Modelle auch für klimatisch unterschiedliche Regionen ein.

## Literatur

- CHOW, C.W., URQUHART, B., KLEISSL, J., LAVE, M., DOMINGUEZ, A., SHIELDS, J., WASHOM, B., 2011: Intra-hour forecasting with a total sky imager at the UC San Diego solar energy testbed. *Solar Energy* **85**, 2881–2893.
- COIMBRA, C.F.M., PEDRO, H.T.C., 2013: Stochastic learning methods. In: J. Kleissl (Ed.): *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*. Elsevier, 383–406.
- DIAGNE, M., DAVID, M., LAURET, P., BOLAND, J., SCHMUTZ, N., 2013: Review of Solar Irradiance Forecasting Methods and a Proposition for Small-Scale Insular Grids. *Renew. Sust. Energy Rev.* **27**, 65–76.

- GUEYMARD, C. A., 2008: Direct and Indirect Uncertainties in the Prediction of Tilted Irradiance for Solar Engineering Applications. *Solar Energy* **83**, 432–444.
- INMAN, R.H., PEDRO, H.T.C., COIMBRA, C.F.M., 2013: Solar Forecasting Methods for Renewable Energy Integration. *Prog. Energ. Combust.* **39**, 535–576.
- JIMÉNEZ, P. A., HACKER, J.P., DUDHIA, J., HAUPT, S.E., RUIZ-ARIAS, J.A., GUEYMARD, C.A., THOMPSON, G., EIDHAMMER, T., DENG, A., 2015: WRF-Solar: An Augmented NWP Model for Solar Power Prediction. Model Description and Clear Sky Assessment. Early Online release, to be cited as: *Bull. Amer. Meteor. Soc.* doi:10.1175/BAMS-D-14-00279.1, in press.
- KLEISSL, J., 2012: Current State of the Art in Solar Forecasting. Final report 500-99-013, University of California.
- KLEISSL, J. (Ed.), 2013: Solar Energy Forecasting and Resource Assessment. *Elsevier*.
- KÜHNERT, J., LORENZ, E., HEINEMANN, D., 2013: Satellite-Based Irradiance and Power Forecasting for the German Energy Market. In: J. Kleissl (Ed.), *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*. *Elsevier*, 267–297.
- LARSON, V.E., 2013: Forecasting Solar Irradiance with Numerical Weather Prediction Models. In: J. Kleissl (Ed.): *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*. *Elsevier*, 299–318.
- LORENZ, E., HEINEMANN, D., 2012: Prediction of solar irradiance and photovoltaic power. In: A. Sayigh (Ed.): *Comprehensive Renewable Energy*, Vol. 1, *Elsevier, Oxford*, 239–292.
- LORENZ, E., 2015: Forecasting Solar Radiation. In: M. Sengupta et al. (Eds.): *Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications*. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, Report NREL/TP-5D00-63112.
- MILLER, S., ROGERS, M., HEIDINGER, A., LASZLO, I., SENGUPTA, M., 2013: Cloud Advection Schemes for Short-Term Satellite-Based Insolation Forecasts. *Proc. ASES*.
- MÜLLER, S.C., REMUND, J., 2013: Shortest Term Regional Solar Energy Forecast for the Next 1 to 6 Hours. *Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conf., Paris*.
- PEDRO, H.T.C., COIMBRA, C.F.M., 2012: Assessment of forecasting techniques for solar power output with no exogenous variables. *Solar Energy* **86**, 2017–2028.
- PELLAND, S., REMUND, J., KLEISSL, J., OOZEKI, T., DE BRABANDERE, K., 2013: Photovoltaic and Solar Forecasting: State of the Art. *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme*, Report IEA PVPS T14-01:2013.
- PEREZ, R., KIVALOV, S., SCHLEMMER, J., HEMKER JR, K., RENNE, D., HOFF, T.E., 2010: Validation of short and medium term operational solar radiation forecasts in the US. *Solar Energy* **84**, 2161–2172.
- PEREZ, R., LORENZ, E., PELLAND, S., BEAUHARNOIS, M., VAN KNOWE, G., HEMKER JR., K., HEINEMANN, D., REMUND, J., MÜLLER, S.C., TRAUNMÜLLER, W., STEINMAUER, G., POZO, D., RUIZ-ARIAS, J., LARA-FANEGO, V., RAMIREZ-SATIGOSA, L., GASTON-ROMERO, M., POMARES, L.M., 2013: Comparison of numerical weather prediction solar irradiance forecasts in the US, Canada and Europe. *Solar Energy* **94**, 305–326.
- SCHMIDT, T., KALISCH, J., LORENZ, E., HEINEMANN, D., 2015: Evaluating the Spatio-Temporal Performance of Sky Imager Based Solar Irradiance Analysis and Forecasts. *Atmos. Chem. Phys. Discuss.* **15**, 26997–27039.
- URQUHART, B., GHONIMA, M., NGUYEN, D., KURTZ, B., CHOW, C.W., KLEISSL, J., 2013: Sky Imaging Systems for Short-Term Forecasting. In: J. Kleissl (Ed.): *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*. *Elsevier*, 195–232.

K. GÜNTHER, M. TUM, G. KINDERMANN

## 9

## Modellierung von Biomasse-Ressourcen

## Modelling of biomass potentials

**Zusammenfassung**

Die Nutzung von land- und forstwirtschaftlichen Produkten als Energieträger sorgt weltweit für kontroverse Diskussionen. Der zukünftige Beitrag der Bioenergie für die Energieversorgung hängt stark von ihrer Verfügbarkeit und damit von ihrem Biomassepotenzial ab. Dieser Bericht gibt einen Überblick über Verfahren, wie das Biomassepotenzial abgeschätzt werden kann, welche Daten dazu benötigt werden und welche Ergebnisse mit verschiedenen Modellen erzielt werden.

**Summary**

The use of agricultural and forest products for energy supply is under controversial discussion worldwide. The future contribution of bioenergy products strongly depends on the availability of biomass and thus on the biomass potential. This review gives an overview about methods, how to derive maps of biomass potential, which data are needed to estimate biomass and shows examples of biomass maps generated with different models.

**1 Einleitung**

Die Nutzung von Bioenergie wird zunehmend wichtiger, da sowohl auf wissenschaftlicher als auch auf politischer Ebene anerkannt wurde, dass die Zunahme der atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Konzentration zu einer Zunahme des Treibhauseffekts führt (siehe IPCC, 4<sup>th</sup> Assessment Report, Climate Change 2007, AR4, IPCC 2007). Es gilt als gesichert, dass der Klimawandel teilweise durch den Menschen und dabei speziell durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht wird. Um die Nutzung von Öl, Gas und Kohle zu reduzieren, wird die Bioenergie als zusätzliche und in weiten Teilen der Welt verfügbare Energieressource zunehmend bedeutender. Dabei ist der effiziente Umgang mit erneuerbaren Energiequellen einschließlich der Bioenergie für die europäischen und globalen Energieversorgungssysteme entscheidend. Der Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) hat in seinem Hauptgutachten 2008 empfohlen (WBGU 2008), „dass die weltweit vorhandenen nachhaltigen Potenziale der Bioenergie genutzt werden sollten, solange Gefährdungen der Nachhaltigkeit ausgeschlossen werden können, insbesondere der Ernährungssicherheit sowie der Ziele von Natur- und Klimaschutz.“

Der zukünftige Beitrag der Bioenergie für die Energieversorgung hängt stark von ihrer Verfügbarkeit und damit von ihrem Biomassepotenzial ab. Das Biomassepotenzial wird derzeit sowohl im nationalen bis kontinentalen Maßstab

als auch im globalen Rahmen häufig nur auf der Ebene der Nationalstaaten geschätzt. Als Beispiel sei hier das Weltprogramm für den landwirtschaftlichen Zensus (WCA) der FAO (Food and Agriculture Organization) genannt, das alle zehn Jahre durchgeführt wird. Mit dem WCA werden detaillierte Daten wie die Größe der landwirtschaftlichen Betriebe, die Landnutzung, der Einsatz von Dünger oder der Ertrag erfasst. Daneben liefert das statistische Jahrbuch der FAO zum Beispiel landwirtschaftliche Ertragsdaten für fast alle Länder der Erde. Damit stehen heutzutage Informationen über das Biomassepotenzial für beispielsweise einen Landkreis nur sehr begrenzt zur Verfügung. Wegen der teilweise geringen Energiedichte der Biomasse (zum Beispiel Stroh) und des notwendigen Transports von der Quelle zum Versorger (zum Beispiel Biogasanlage) oder Direktabnehmer ist die Verteilung des Biomassepotenzials auf kleinräumiger Skala eine wichtige Information, um die ökonomische und ökologische Bewertung verschiedener energetischer Nutzungspfade der verfügbaren Biomasse abzuschätzen. Selbst für Bioenergieträger mit höherer Energiedichte (wie zum Beispiel Holz) ist ein transnationaler oder sogar globaler Markt nicht zu erwarten und damit ist auch hier die räumliche und zeitliche Information für die Entwicklung und Ausweitung der Nutzung von Bioenergie entscheidend.

Die energetische Nutzung von Biomasse wird begleitet durch die Diskussion um die konkurrierende Nutzung von Biomasse für die Ernährung der Menschheit. Jede ernst-

hafte Diskussion zu diesem Thema benötigt genaue Kenntnisse zur räumlichen und zeitlichen Verfügbarkeit von Biomasse und deren Nutzung als Energieträger oder Nahrungsangebot. Bis heute sind die Datengrundlagen über die Verfügbarkeit verschiedener Biomassepotenziale auf globaler, kontinentaler, nationaler oder regionaler Skala unter verschiedenen ökonomischen, klimatischen oder sozialen Bedingungen und unter sich ändernden Rahmenbedingungen nicht genau genug bekannt.

Die Satellitenfernerkundung hat sich in den vergangenen Jahren zu einem erfolgreichen Werkzeug entwickelt, um Geo-Information auf verschiedenen räumlichen und zeitlichen Skalen bereit zu stellen. Nach einem bisher eher experimentellen Stadium, in dem nur für kleine Gebiete und nur für kurze Zeitperioden Satellitendaten genutzt wurden, wird diese Technologie zunehmend im operationellen Betrieb eingesetzt. Ein operationeller Betrieb gewährleistet langfristig die regelmäßige und qualitätsgeprüfte Bereitstellung von Daten und Informationen.

Ein gutes Beispiel für den Aufbau und die Implementierung einer operationellen Bereitstellung von Satellitendaten und -produkten ist die „Copernicus“-Initiative, welche bisher unter dem Namen GMES Initiative (Global Monitoring for Environment and Security) bekannt war. Sie entstammt der europäischen Kommission und der europäischen Weltraumbehörde (ESA), und soll zu einem Netzwerk zur Beobachtung unserer Umwelt Etablierung werden. „Copernicus“ ist auch ein wichtiger Bestandteil des Aufbaus einer europäischen Infrastruktur für weltweite räumliche Informationen (INSPIRE), die seit März 2007 implementiert wird.

Das Ziel dieses Beitrags ist es, die Schätzung des Biomassepotenzials mit Hilfe terrestrischer Messungen und die Möglichkeiten existierender und zukünftiger Fernerkundungsdaten zur Bestimmung von Biomassepotenzialen auf lokalem bis globalem Maßstab zu zeigen. Dazu sollen nicht nur Summenwerte des Biomassepotenzials auf Bundeslandebene (NUTS1) oder auf der Ebene von Regierungsbezirken (NUTS2), sondern auch räumlich hochaufgelöste Karten (typisch 1 km x 1 km) des Biomassepotenzials sowie der räumliche und zeitliche Variabilität ableitbar sein. NUTS ist die Abkürzung von „Nomenclature des unités territoriales statistiques“, ein System hierarchisch organisierter Raumeinheiten, das für statistische Zwecke in Europa genutzt wird.

## 2 Terrestrische Modellierung des Holzvorrats

Die Schätzung der forstlichen Biomasse ist seit langem eine wichtige Aufgabe der betrieblichen Forstwirtschaft, um die Planung der Holznutzung und die Vermarktung des Stammholzes zu optimieren. Sie beruht auf umfangreichen, nichtdestruktiven Messungen forstlicher Merkmale wie zum Beispiel des Durchmessers des Grundflächenmittlammes, der Loreysche Mittelhöhe (H) oder des mittleren

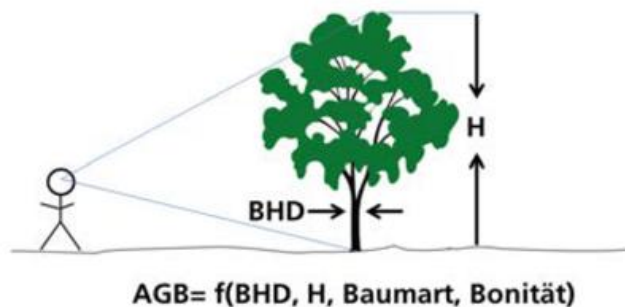


Abb. 9-1: Schematische Darstellung der terrestrischen Schätzung der forstlichen Parameter zur Ableitung der oberirdischen Biomasse.

Durchmessers der Bäume gemessen in Brusthöhe (BHD), der Grundfläche je Hektar, der Baumartenverteilung und des Bestandesalters. Daneben werden Ertragszahlen erhoben wie zum Beispiel der jährliche Zuwachs an Schaftholzvolumen pro Hektar oder das vorhandene Volumen des Derbholzes pro Hektar (siehe Abbildung 9-1). Alle diese Daten werden in der Regel auf langfristigen Versuchsflächen der Landesforstanstalten erhoben (siehe zum Beispiel [www.forst.brandenburg.de](http://www.forst.brandenburg.de)).

Aus diesen mehrjährigen Daten werden mit Hilfe von Regressionsanalysen und fehlertheoretischen Betrachtungen sogenannte Ertragstafeln (entspricht Tabellen) erstellt, die für jede Baumart und die jeweiligen Standortfaktoren wie Alter, Bonitätsstufe und Durchforstungsstärke gültig sind. Die Oberhöhenbonität oder Bonitätsstufe gibt an, welche mittlere Baumhöhe der 100 stärksten Bäume je Hektar oder auch der 20 % der stärksten Bäume im Alter von 100 Jahren typischerweise erreicht wird. Als Beispiel wird aus den Ertragstafeln für 100-jährige Kiefern der Bonität 28 (LEMBCKE et al. 2000) ein mittlerer Stammdurchmesser von 39,5 cm für einen Bestockungsgrad von 1,0 (entspricht 321 Stämme pro Hektar) angegeben. Bei einem Bestockungsgrad von 0,8 wird ein mittlerer Stammdurchmesser

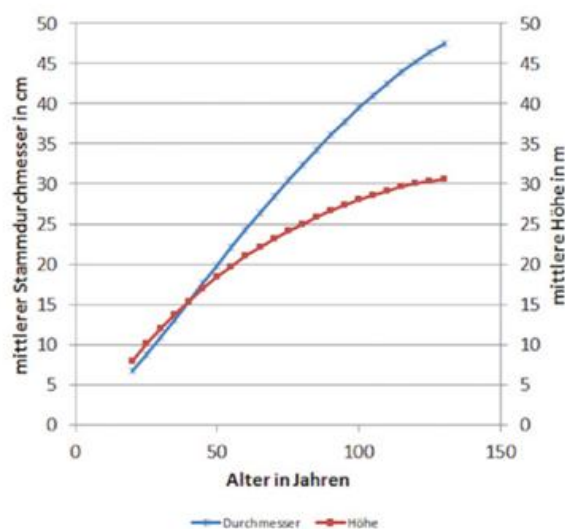


Abb. 9-2: Mittlerer Stammdurchmesser und mittlere Baumhöhe von Kiefern im nordostdeutschen Tiefland in Abhängigkeit des Alters für die Bonitätsstufe 28 und den Bestockungsgrad 1 (nach LEMBCKE et al. 2000).

von 40,3 cm ausgewiesen. Dies bedeutet, dass in lichterem Wäldern der Stammdurchmesser größer ist als in dicht gepflanzten Wäldern. Die Ergebnisse dieser Ertragstabellen können auch als Diagramme dargestellt werden. Die Abbildung 9-2 zeigt als Beispiel den mittleren Stammdurchmesser und die mittlere Baumhöhe von Kiefern im nordostdeutschen Tiefland in Abhängigkeit des Alters (nach LEMBCKE et al. 2000) für die Bonitätsstufe 28 und den Bestockungsgrad 1.

Aus dem bisher Gesagten wird deutlich, dass die Ertragstabellen im Wesentlichen für Nutzwälder gültig sind, in denen Parameter wie Durchforstungsstärke oder Bestockungsdichte beeinflusst werden. Sie können jedoch auch für die Abschätzung des Holzvorrats von Naturwäldern genutzt werden, wenn der Bestockungsgrad, der BHD, die Baumarten und deren Altersstruktur bekannt sind. Mit Hilfe von Ertragstabellen lassen sich Szenarien rechnen, wie die waldbaulichen Möglichkeiten in der Zukunft besser ausgeschöpft werden können. Ein Prognoseinstrument ist zum Beispiel das Programm „Waldentwicklungs- und Holzaufkommensmodellierung“ (WEHAM, aktuelle Version 1.14), das von der Forstlichen Versuchs- und Forschungsanstalt Baden-Württemberg im Auftrag des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) für Deutschland entwickelt wurde. WEHAM wird auch im Rahmen der Bundeswaldinventur von Deutschland eingesetzt, um das potentielle Holzaufkommen bis zum Jahr 2042 zu schätzen. Diese Prognose baut auf den Ergebnissen der aktuellen, zweiten Bundeswaldinventur auf (www.bundeswaldinventur.de), die in den Jahren 2001 und 2002 durchgeführt wurde. Die Bundeswaldinventur ist eine terrestrische Stichprobeninventur, bei der an den Ecken eines Gitternetzes mit 4 km x 4 km großen Quadraten etwa 150 verschiedene Merkmale aufgenommen werden. Auch hier wird das Rohholzaufkommen mit Hilfe allometrischer Funktionen aus Parametern wie zum Beispiel Baumhöhe, mittlerer Stammdurchmesser in Brusthöhe, Baumart und Anzahl der Bäume geschätzt.

Um globale Forstszenarien zu modellieren wurde das „Global Forest Model“ (G4M) vom „International Institute for Applied System Analysis“ (IIASA) entwickelt, das auf generalisierten Ertragstabellen basiert. G4M schätzt den jährlichen, oberirdischen Holzzuwachs sowie die stehende Biomasse für verschiedene Laub- und Nadelwälder ab (zum Beispiel Buche, Birke, Eiche, Lärche, Tanne, Kiefer und Fichte). Die Bonität kann mit Hilfe von Temperatur-, Niederschlag- und Bodentypangaben geschätzt werden oder als externer Datensatz vorliegen. Als wichtige Randbedin-

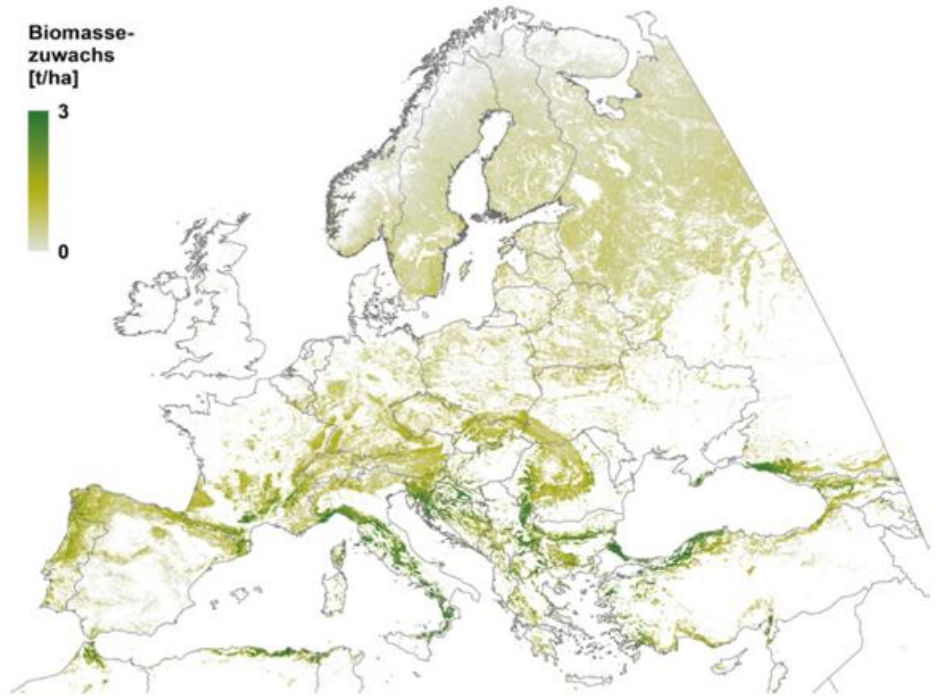


Abb. 9-3: Mittlerer Biomassezuwachs der europäischen Wälder, abgeleitet mit Hilfe des Modells G4M für die Periode 2000-2010. Die räumliche Auflösung ist 1 km x 1 km.

gung muss bei G4M die geplante Nutzung beziehungsweise das Managementziel definiert werden, das zum Beispiel durch ein optimiertes Kosten-Nutzen-Verhältnis definiert werden kann (ökonomische Optimierung) oder durch eine maximale Kohlenstoffbindung und der sich daraus ergebenden Einnahmen („carbon sequestration“) vorgegeben werden kann. Für Europa kann G4M mit einer räumlichen Auflösung von 1 km x 1 km betrieben werden (siehe Abbildung 9-3). Globale Szenarien werden in 50 km x 50 km-Auflösung erstellt. Einen detaillierten Überblick über G4M und seine Ergebnisse für Europa in Abhängigkeit von Management- und Klimaszenarien findet man in KINDERMANN et al. (2013).

### 3 Empirische Schätzung des Biomassepotenzials mit Hilfe von Fernerkundung

Im Folgenden wollen wir kurz die Ergebnisse der heute sowohl experimentellen als auch operationellen Fernerkundungsmethoden zur Abschätzung des Biomassepotenzials zusammenfassen, um die Möglichkeiten der Fernerkundung zu demonstrieren. Die meisten Methoden basieren in der Regel auf einer Korrelation von Fernerkundungsprodukten mit Messungen der Biomasse, des Ertrags oder pflanzlicher Parameter wie zum Beispiel des BHD, mit denen die stehende Biomasse abgeschätzt werden kann (siehe voriges Kapitel).

Bei den experimentellen Methoden handelt es sich in der Regel um Verfahren, die prinzipiell zeigen, dass aus Fernerkundungsdaten die Biomasse direkt abgeleitet werden kann. Diese Verfahren wurden jedoch bisher nur für wenige Zeitpunkte und/oder ausgewählte Regionen angewandt. Es hat sich gezeigt, dass experimentelle Verfahren derzeit

Sensor/Mission	Räumliche Auflösung	Landbedeckung	Bestimmtheitsmaß R <sup>2</sup>	Quellen
TM, ETM+ / Landsat	30 m	Wald, Getreide	0,51 – 0,92	Tangki_FEM_256_1960-1970_2008 Bach_PAO_7_809-825_1998 Zheng_RSE_93_402-411_2004
ASTER / Terra	15 m – 90 m	Wald	0,54 – 0,59	Muukkonen_RSE_107_617-624_2007
MISR / Terra	275 m	Wald	0,69 – 0,81	Chopping_RSE_112_2051-2063_2008
MODIS / Terra	500 m	Wald	0,01 – 0,94	Houghton_ERL_2_2007 Gallaun_FEM_260_252-261_2010
VGT / SPOT	1 km	Wald	0,82 – 0,96	Gonzales_IJRS_27_5409-5415_2006
AVHRR / NOAA	1 km – 8 km	Wald	0,43 – 0,95	Myneni_PNAS_98_14784-14789_2001 Tan_FEM_240_114-121_2007 Seiler_ASR_21_481-484_1998
Radar	1 m – 100 m	Sträucher, Wald	0,12 – 0,95	Svoray_IJRS_23_4089-4100_2002 Bergen_EM_122_257-274_1999 Saatchi_IEEERS_38_697-710_2000 Wagner_RSE_85_125-144_2003
LIDAR	0,2 m – 70 m	Wald, Acker	0,18 - 0,89	Tsui_ISPRS_69_121-133_2012 Riegel_PLOS_8_2013 Nelson_RSE_24_247-267_1988 Naeset_RSE_61_246-253_1997 Naeset_RSE_112_3079-3090_2008 Drake_RS_79_305-319_2002 Pflugmacher_PhD-Thesis_2007
Multiple Instrumente (Multispektral, Radar, LIDAR)	10 m – 30 m	Wald	0,12-0,84	Ghasemi_IEEERS_51_765-774_2013 Tian_IJAE0_17_102-110_2012 Cutler_ISPRS_70_66-77_2012

ASR	Advances in Space Research	ISPRS	ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing
EM	Ecological Modeling	IJAE0	International Journal of Applied Earth Observation
ERL	Environmental Research Letters	PAO	Pure and Applied Optics
FEM	Forest Ecology and Management	PLOS	Public Library Of Science
IJRS	International Journal of Remote Sensing	PNAS	Proceedings of the National Academy of Science USA
IEEEERS	IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing	RSE	Remote Sensing of Environment

Tab. 9-1: Schätzung der oberirdischen Biomasse mit Hilfe von Fernerkundungsdaten. Die Nomenklatur der Zitate lautet wie folgt: Erstautor, Journal Abkürzung (siehe Fußnote unter Tabelle), Ausgabe, Seitenzahl, Erscheinungsjahr.

Ergebnisse mit meist höherer räumlicher und zeitlicher Auflösung bei gleichzeitig besserer Genauigkeit bereitstellen können als operationelle Verfahren. Die operationellen Verfahren hingegen liefern routinemäßig für große Gebiete und lange Zeiträume Biomassekarten auf nationaler bis globaler Skala.

In der Literatur finden sich viele Ansätze für experimentelle Verfahren zur Korrelation von Messungen der optischen beziehungsweise der Mikrowellensensoren mit der oberirdischen Biomasse (siehe Tabelle 9-1). Das höchste Bestimmtheitsmaß mit  $r^2=0,96$  wurde für die Biomasse spanischer Wälder basierend auf einem mittleren jährlichen NDVI (Normalized Difference Vegetation Index) gefunden (GONZALEZ-ALONSO et al. 2006). Die Daten für die Ableitung des NDVI mit einer räumlichen Auflösung von 1 km x 1 km stammen vom französischen Sensor VE-

GETATION, der auf den SPOT-Satelliten fliegt. VEGETATION ist ein multispektraler Sensor mit vier Kanälen. Der NDVI wird mit Hilfe des roten und nah-infraroten Kanals berechnet und stellt einen Vegetationsindex dar, mit dem man zum Beispiel mit Hilfe von Zeitreihenanalysen das Stadium des Ergrünens von Vegetation quantifizieren kann. Die Versuche mit räumlich höher aufgelösten Sensoren wie zum Beispiel mit dem Enhanced Thematic Mapper (ETM+) auf Landsat 7 (30 m x 30 m-Auflösung) die oberirdische Biomasse von Wäldern zu schätzen, sind ähnlich erfolgreich gewesen (ZHENG et al. 2004). Eine Literaturübersicht zeigt jedoch, dass die Korrelationen zwischen den Satellitensignalen und den In-situ-Daten nur für die Untersuchungsgebiete gültig sind. Eine Übertragung der Transferfunktionen auf andere Forstgebiete mit unterschiedlichem Baumbestand oder unterschiedlicher Altersstruktur ist in der Regel nicht möglich.

Auch aktive Systeme wie Lidar (**L**ight **d**etection and **r**anging) und Radar (**R**adio **d**etection and **r**anging) wurden bereits eingesetzt. Bei den aktiven Radarmessungen werden die Intensität und die Polarisation des rückgestreuten Radarsignals gemessen und mit der oberirdischen Biomasse korreliert. Dabei wird der Zusammenhang zwischen Rückstreuung (Intensität und Depolarisation) und Kronenstruktur genutzt. Hochkorrelierte Ergebnisse zeigen Untersuchungen mit dem Radarsystem SIR-C (Spaceborne **I**maging **R**adar using the **C**-band), das jedoch nur experimentell im April 1994 für 11 Tage auf dem amerikanischen Space Shuttle eingesetzt wurde ( $r^2 = 0,94$ ) (BERGEN und DOBSON 1999). Die Wellenlänge eines C-Band-Radarsignals liegt bei etwa 5 cm und damit in der Größenordnung kleiner Zweige, die daher den größten Beitrag zur Rückstreuung leisten. Weitere Untersuchungen mit Radarsensoren verschiedener Wellenlänge und räumlicher Auflösung bestätigten die hohe Korrelation der Radarrückstreuung mit der oberirdischen Biomasse. Daher hat im Jahr 2013 die europäische Weltraumagentur ESA die Mission „Biomass“ als siebte Earth-Explorer Mission ausgewählt. Die Wellenlänge des geplanten Radargeräts soll bei etwa 69 cm (P-Band) liegen. Auch hier soll die Intensität der Rückstreuung und die Depolarisation des Radarsignals genutzt werden, um die Erfassung der Biomasse der dicken Zweige und des Stamms zu ermöglichen. Der Start von „Biomass“ ist für das Jahr 2020 geplant (siehe: ESA 2012 oder [http://esamultimedia.esa.int/docs/EarthObservation/SP1324-1\\_BIOMASSr.pdf](http://esamultimedia.esa.int/docs/EarthObservation/SP1324-1_BIOMASSr.pdf)).

Um 1980 wurden erste Versuche bekannt, gepulste Laser in Flugzeugen zu installieren und das rückgestreute Lasersignal von Wäldern zu detektieren (NELSON et al. 1984). Diese sogenannten Lidar-Systeme sind mit den Radarsystemen vergleichbar, jedoch liegt die Wellenlänge des Lasers im nahen Infrarot ( $\lambda \sim 1 \mu\text{m}$ ). Beim Lidar wird die Entfernung zwischen Flugzeug und Baumkrone gemessen beziehungsweise die Entfernung zwischen Flugzeug und Boden. Damit lässt sich die Baumhöhe bestimmen, aus der dann mit Zusatzinformationen wie Baumart und Baumalter das Holzvolumen beziehungsweise die oberirdische Biomasse abgeschätzt werden kann. Für die Satelliten basierte Kartierung der oberirdischen Biomasse von Wäldern nutzte als erster PFLUGMACHER (2007) das „Geoscience Laser Altimeter System“ (GLAS) an Bord von ICESat (Ice, Cloud and land Elevation Satellite). ICESat ist ursprünglich ausgelegt, um die polare Eisbedeckung zu vermessen. Entlang der Nadir-Fluglinie tastet GLAS alle 150 Meter die Erdoberfläche mit einem etwa 70 cm großen Laserspot ab. Mit dieser Konfiguration war es möglich, bis zu 74 % aller Variationen der Biomasse zu erklären.

Fast alle existierenden Untersuchungen mit Fernerkundungsdaten beschäftigen sich mit der Biomasse von Wäldern. Es konnte nur ein einziges Experiment zur Korrelation der Biomasse krautartiger Pflanzen mit dem Rückstreusignal des Advanced Synthetic Aperture Radar (ASAR), das auf dem zweiten Europäischen Fernerkundungssatellit ERS-2 (European Remote Sensing) fliegt,

gefunden werden ( $r^2 = 0,65$ ) (SVORAY und SHOSHANY 2002). Ebenfalls kann nur ein Zitat dokumentiert werden, in dem die Biomasse von landwirtschaftlichen Kulturen mit Fernerkundungsdaten des amerikanischen Sensors AVHRR (Advanced Very High Resolution Radiometer) und dem daraus abgeleiteten Vegetation Condition Index (VCI, Index zur Beurteilung des Vegetationszustands) korreliert wird ( $r^2 = 0,71$ ) (SEILER et al. 1998).

#### 4 Modellierung des Biomassepotenzials mit Hilfe sogenannter mechanistischer oder dynamischer Modelle

Die Modellierung des Biomassepotenzials erfolgt entweder mit Hilfe sogenannter mechanistischer oder dynamischer Modelle. Mechanistische Modelle (häufig auch als „Production Efficiency Model“, PEM, bezeichnet) beschreiben die zeitliche Änderung der Biomasse in einer sehr vereinfachten Form, bei der im Wesentlichen die von der Pflanze absorbierte Lichtenergie zum Wachstum beiträgt. Hierbei wird angenommen, dass die Photosynthese ( $\text{CO}_2$ -Aufnahme) nach den Ansätzen von MONSI und SAEKI (1953) beziehungsweise MONTEITH (1965) linear von der absorbierten photosynthetisch aktiven Strahlung (PAR) abhängt (siehe Abbildung 9-4). Der pflanzenspezifische Lichtnutzungsfaktor („light use efficiency“, LUE) wird als Konstante angenommen. Da diese idealisierten Bedingungen in der Regel nicht realistisch sind, wird der Lichtnutzungsfaktor durch Pflanzenstress aufgrund von Wasserverfügbarkeit, Bodenfeuchte oder Temperatur modifiziert (siehe Abbildung 9-4).

Ein Beispiel für ein mechanistisches Modell ist das Regionale Biomassemodell (RBM), das von RICHTERS (2005) zur Schätzung der pflanzlichen Biomasse im Nordwesten Namibias entwickelt wurde. Die von der Vegetation absorbierte Strahlung (APAR in Abbildung 9-4) wird im RBM mit Hilfe des aus der Fernerkundung abgeleiteten „Normalized Difference Vegetation Index“ (NDVI) beschrieben. Die in Abbildung 9-5 dargestellte Karte der NPP-Jahressumme für das Jahr 2003 wurde mit dem RBM-Modell berechnet. Sie gibt für jede Modellzelle (1 km x 1 km) die aufsummierten NPP-Werte wieder und macht damit die

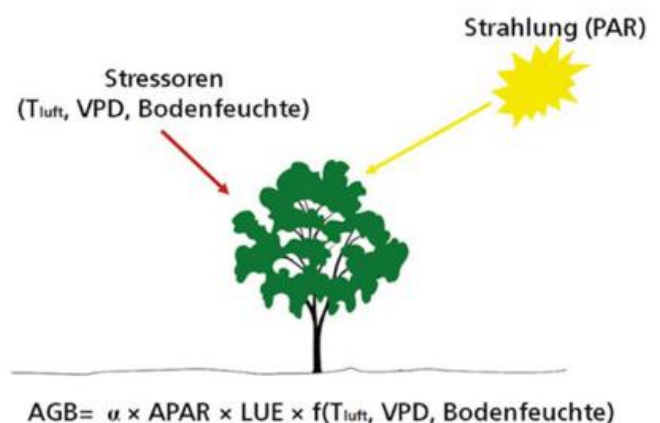


Abb. 9-4: Schematische Darstellung eines PEM-Modells.

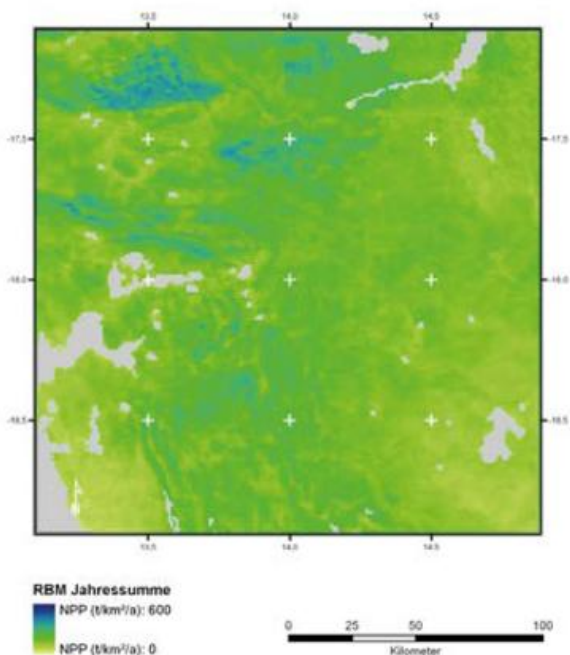


Abb. 9-5: Jahressumme der NPP, berechnet mit dem RBM-Modell für einen Ausschnitt in Namibia für das Jahr 2003.

räumliche Verteilung der NPP erkenntlich. Alle grau markierten Pixel zeigen Flächen ohne Vegetation.

Mit dynamischen Modellen wird versucht, das Wachstum von Pflanzen mit Hilfe der bekannten biophysikalischen und biochemischen Prozesse explizit und quantitativ zu beschreiben. Die Wechselwirkung zwischen Pflanze, Atmosphäre und Boden wird zusätzlich berücksichtigt. Dabei berechnen die dynamischen Modelle die Kohlenstoffaufnahme und -abgabe durch Pflanze und Boden in einer physikalisch konsistenten Weise unter Erhaltung der Energie- und Impulsbilanz. Die Photosynthese wird nach den Ansätzen von FARQUHAR et al. (1980) und COLLATZ et al. (1992) parametrisiert, wobei Biochemie und Biophysik der Photosynthese Eingang finden. Die dynamischen Modelle simulieren auch den hydrologischen Zyklus zwischen Atmosphäre, Pflanze und Boden. Neben der Lichtabsorption wird daher auch der Wärme- und Wasserhaushalt von Pflanze, Boden und Atmosphäre berücksichtigt (siehe Abbildung 9-6).

Die typischen Eingangsdaten für dynamische Modelle wie das vom DLR betriebene Modell BETHY/DLR sind:

- Landbedeckungs- und Landnutzungskarten (LCLU),
- Zeitreihen des Blattflächenindex (LAI) oder des Parameters fAPAR (Fraction of Absorbed PAR) und
- Zeitreihen meteorologischer Parameter wie Temperatur, Einstrahlung, Windgeschwindigkeit und Luftfeuchte.

Aus den kurzen Beschreibungen des mechanistischen und des dynamischen Modells wird klar, dass zur Abschätzung des Bioenergiepotenzials

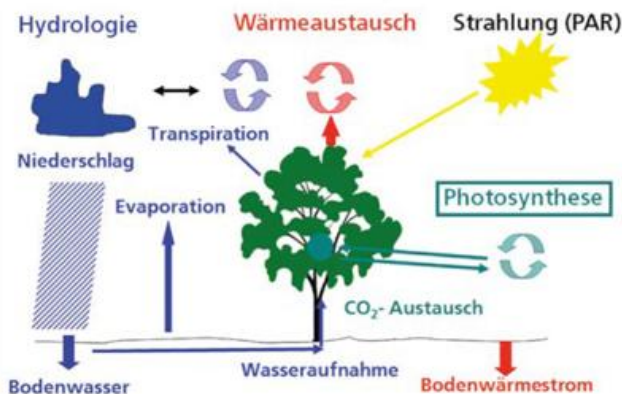


Abb. 9-6: Schematische Darstellung der Wechselwirkungen eines dynamischen Vegetationsmodells.

neben den Fernerkundungsdaten (LCLU, LAI und APAR) auch meteorologische Parameter als Eingangsdaten benötigt werden. Beide Modellfamilien berechnen die Bindung von Kohlenstoff in Pflanzen in Form von Netto-Primär-Produktion (NPP), die in verfügbare Biomasse und schließlich in Bioenergiepotenziale umgerechnet werden kann. In Abbildung 9-7 ist ein Beispielergebnis der NPP, berechnet mit BETHY/DLR für Europa dargestellt. Es zeigt, dass in dem Modelljahr 2012 vor allem die Wälder Süd- und Osteuropas, sowie die landwirtschaftlichen Flächen im Nildelta die höchsten NPP Werte von  $1000 \text{ g C m}^{-2} \text{ a}^{-1}$  aufweisen. Zeitreihen der Brutto-Primärproduktion (engl. Gross Primary Productivity, GPP) sowie ihrer Validierung mit Hilfe von 74 Eddy-Kovarianz-Messstationen zeigen WISSKIRCHEN et al. (2013).

Die gezeigten Beispiele sind nur ein kleiner Ausblick, wie NPP- oder Biomassekarten mit Hilfe von Modellen erstellt werden können. Neben den erwähnten Modellen G4M für forstliche Anwendungen, RBM für Grasland oder BETHY/DLR für land- und forstwirtschaftliche Fragen gibt es weitere Modelle, die für die Abschätzung der regionalen oder globalen Biomasse zur Verfügung stehen, wie in Tabelle 9-2 zu sehen ist.

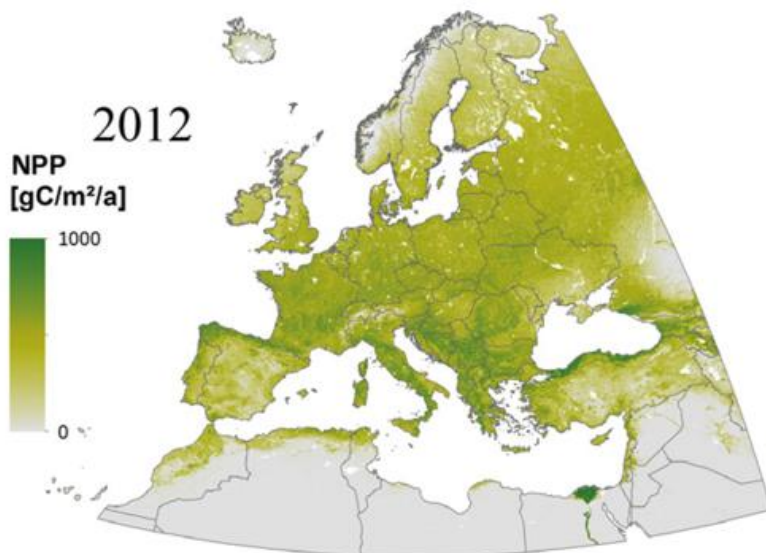


Abb. 9-7: Netto-Primär-Produktion für Europa und Nordafrika, berechnet mit BETHY/DLR für das Jahr 2012.

Modell	Sensor	dynamische Eingangsdaten	Räumliche Auflösung	Landbedeckung	Bestimmtheitsmaß R <sup>2</sup>	Quellen
C-Fix (det)	VGT	NDVI	1 km x 1 km	Alle LCLU-Klassen		Veroustrate_RSE_83_376-399_2002
EARS-CGS (det)	Meteosat; MSG; FY-2	LST, Bewölkung, AOT	> 3 km x 3 km	Alle LCLU-Klassen	0,72 – 0,94 (NUTS, nicht auf Pixelebene)	Roebeling_JRS_25_5389-5401_2004
RBM (det)	MODIS	NDVI, LST, Wasserdampf-defizit	1 km x 1 km	Landwirtschaft	0,82	Richters_Thesis_2005
VPM (det)	MODIS; VGT	NDWI, EVI, NDVI	1 km x 1 km	Tropischer Wald	0,32 – 0,61	Xiao_RSE_94_105-122_2005
Simplified BIOME-BGC (MOD17) (det)	MODIS	LCC, LAI	1 km x 1 km	Alle LCLU-Klassen		Zhao_RSE_95_164-176_2005
BETHY/DLR (dyn)	VGT; MERIS	LCC, LAI	1 km x 1 km, 300 m x 300 m	Alle LCLU-Klassen	0,77	Wißkirchen_GMD_6_1623-1640_2013, Tum_BB_35_4665-4674_2011
Miami-Modell (det)	-	Temperatur, Niederschlag, Jährliche Evapotranspiration	4 Zonen der Erde	Alle LCLU-Klassen		Lieth_SpingerVerlag_1975
TREEDYN3 (det)	-	Ort, Zeit, mittlere Jahrestemperatur		Wald		Bossel_EM_90_187-227_1996
Biome/Forest-BGC (det)	-	Wald, Acker	Bestand	Wald		Running_TP_9_147-160_2004; White_EI_4_1-85_2000
PnET_model family (det)	-	Met. Daten	Bestand	Wald	> 0,8	Aber_O_92_463-474_1992
EPIC (det)	-	LCC	10 km x 10 km und 1 km x 1 km	Landwirtschaft		Williams_TASAE_27_129-144_1994
G4M (det)	-	Ertragstafel, NPP, LCC	Bestand	Wald	0,43 – 0,75	Kindermann_CBM_8:2_2013
FORUG (det)	-	Met. Daten, LAI, LCC	1 ha x 1 ha	Wald	0,67 – 0,85	Verbeeck_EC_210-85-103_2008
FORGRO (dyn)	-	Forstparameter	Bestand, Einzelbaum	Wald		Mohren_Thesis_1987
3-PG (dyn)	-	Met. Daten, LCC, LAI (optional)	Bestand	Wald	> 0,9	Landsberg_FEM_95_209-228_1997
BALANCE (dyn)	-	Met. Daten, LCC	Bestand, Einzelbaum	Wald	> 0,81	Grote_PB_4_167-180_2002
CASTANEA (dyn)	-	Met. Daten, LCC	Bestand	Wald	0,88	Dufrêne_EM_185_407-436_2005
ORCHIDEE (dyn)	-	Met. Daten, LCC	0,25° x 0,25°	Alle LCLU Klassen	0,47 – 0,93	Krinner_GBC_19_2005; Abramowitz_JC_21_5468-5481_2008
FORUG (dyn)	-	Met. Daten, LAI, LCC	Bestand, Einzelbaum	Wald	0,69 – 0,87	Verbeeck_EC_210-85-103_2008
SILVA (hybrid)	-	Standorteigenschaften, Baumzustand (Krone), räumliche Struktur	Bestand	Wald		Pretzsch_FEM_162_3-21_2002

BB	Biomass and Bioenergy	IJRS	International Journal of Remote Sensing
EM	Ecological Modelling	JC	Journal of Climate
EI	Earth Interactions	O	Oecologia
FEM	Forest Ecology and Management	PB	Plant Biology
FS	Forest Science	RSE	Remote Sensing of Environment
GMD	Geoscientific Model Development	TASAE	Transactions of the ASAE
GBC	Global Biogeochemical Cycles	TP	Tree Physiology

Tab. 9-2: Modelle für die Schätzung der oberirdischen Biomasse / NPP. Die Nomenklatur der Zitate lautet wie folgt: Erstautor, Journal Abkürzung (siehe Fußnote unter Tabelle), Ausgabe, Seitenzahl, Erscheinungsjahr.

	2000	2001	2002	2003
NPP (meteorologische Daten)	259	282	341	226
NPP (ECMWF)	200	223	214	204
Absolute Differenz (in %)	59 (23%)	59 (21%)	127 (37%)	22 (10%)

Tab. 9-3: Jahressummen der NPP (in Kilotonnen Kohlenstoff pro Jahr) für das Marchfeld, modelliert mit BETHY/DLR. Die meteorologischen Eingangsdaten wurden variiert (vor Ort gemessenen Daten vs. ECMWF-Daten)

Im Folgenden wollen wir näher darauf eingehen, wie und welche meteorologischen Parameter als Modellantrieb genutzt werden und welchen Einfluss sie auf die Modellergebnisse haben.

### 5 Einfluss meteorologischer Daten auf die Berechnung des Biomassepotenzials

Nur die photosynthetisch aktive Strahlung (PAR: 400 – 700 nm) bestimmt die ersten biophysikalischen Schritte der Photosynthese, also die Absorption des Lichtes in den Blättern durch die Pigmente wie zum Beispiel Chlorophyll-a. Viele am Boden installierte Messgeräte wie Pyranometer messen jedoch die Globalstrahlung ( $R_g$ ), also die einfallende Strahlung im Bereich von 400 nm bis 2,7  $\mu$ m. Für Deutschland stellt der DWD auf der Basis von Messwerten von Bodenstationen und Satellitendaten in einer Auflösung von 1 km flächendeckend Tagessummen der Globalstrahlung zur Verfügung. Für die Nutzung dieser Daten als Modellantrieb mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde (oder weniger) ist es daher notwendig, aus den Tagessummen der Globalstrahlung Zeitreihen der PAR zu erstellen. CHO et al. (2010) haben gezeigt, dass die vielfach verwendete Annahme  $PAR = R_g \cdot 0,5$  insbesondere bei Bewölkung nicht gültig ist. FISTRIC (2004) untersuchte die Variabilität des Tagesgangs der PAR und stellte fest, dass die optische Dicke von Wolken, die optische Dicke von Aerosol sowie der Aerosoltyp den größten Einfluss auf die Bestrahlungsstärke der PAR haben. Selbst dünne Wolken schwächen die PAR ab und modifizieren den Anteil der diffusen PAR. Neben der Umrechnung der Globalstrahlung in PAR müssen Annahmen getroffen werden, wie aus Tagessummen realistische Zeitreihen der PAR abgeleitet werden. In den meisten Fällen wird hierzu der typische oder potenzielle, wolkenfreie Tagesgang in Abhängigkeit der geographischen Länge und Breite und des Datums als Basis verwendet.

Für globale Modellläufe stehen in der Regel keine Tagessummen der Globalstrahlung in 1 km Auflösung zur Verfügung. Daher werden für diese Anwendungen die globalen Daten des European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) oder des National Center for Environmental Prediction/National Center for Atmospheric Research (NCEP/NCAR) genutzt. Im Rahmen des Reanalyseprojekts I des NCEP/NCAR werden zum Beispiel tägliche Globalstrahlungsdaten mit einer räumlichen Auflösung von 2,5° x 2,5° zur Verfügung gestellt (1948 – heute) aber auch viermal täglich die aktuellen Daten zur

Ozonkonzentration, des atmosphärischen Wassergehalts, des Niederschlags oder der mittleren Wolkenbedeckung. Beim ECMWF stehen mit der neuesten, globalen Reanalyse „ERA-Interim“ viermal täglich globale atmosphärische Daten wie zum Beispiel die Globalstrahlung zur Verfügung (1. Januar 1979 – heute). Die räumliche Auflösung liegt bei 0,25° x 0,25°. Aus diesen Daten lassen sich tägliche Zeitreihen der Globalstrahlung mit stündlicher Auflösung ableiten.

WISSKIRCHEN (2005) konnte zeigen, dass die Abschätzung der Globalstrahlung verbessert werden kann, wenn man für den jeweiligen Tageszeitpunkt die potenzielle Globalstrahlung entsprechend des niedrigen, mittleren und hohen Bewölkungsgrades modifiziert. Diese täglichen Informationen sind in den „ERA-Interim“-Daten zu vier Zeitpunkten (00:00, 06:00, 12:00 und 18:00 Uhr) enthalten.

Unsere Untersuchungen mit BETHY/DLR haben gezeigt, dass die meteorologischen Eingangsdaten die modellierte NPP und damit das Biomassepotenzial beeinflussen (siehe TUM et al. 2012). Für das Marchfeld, ein landwirtschaftliches Testgebiet in Niederösterreich von etwa 100 000 ha Größe östlich von Wien, wurde BETHY/DLR einmal mit meteorologischen Messdaten wie Niederschlag, minimale und maximale Tagestemperatur, Windgeschwindigkeit, Einstrahlung und relative Luftfeuchte und einmal mit den entsprechenden ECMWF-Daten betrieben. Das Experiment wurde für die Jahre 2000 bis 2003 durchgeführt und zeigt, dass mit den vor Ort gemessenen meteorologischen Daten eine höhere NPP modelliert wurde als mit den ECMWF-Daten als Antrieb (siehe Tabelle 9-3). Die beiden Temperaturzeitreihen weisen hohe Korrelationen auf ( $r^2 > 0,72$ ). Die Niederschlagswerte jedoch sind nur mäßig korreliert ( $r^2 \sim 0,2$ ).

DUFRENE et al. (2005) untersuchten mit Hilfe des dynamischen Waldmodells CASTANEA, welche Eingangsparameter einen signifikanten Einfluss auf die Kohlenstoffbindung haben. Diese Sensitivitätsanalyse basierte auf Monte-Carlo-Simulationen, wobei insgesamt 169 verschiedene Parameter und Anfangsbedingungen systematisch um einen Mittelwert  $\pm 10$  % variiert wurden. Neben modellinternen Parametern zur Beschreibung der Photosynthese fanden die Autoren, dass die Bodenfeuchte bei Feldkapazität und beim Permanenten Welkepunkt die Berechnung der Kohlenstoffbindung signifikant beeinflusst. Damit wird deutlich, wie wichtig neben der realistischen Beschreibung des Bodenwasserhaushalts der Niederschlag als Eingangsgröße für die Kohlenstoffmodellierung ist.

## 6 Zusammenfassung

Die oben beschriebenen Techniken zur Modellierung und Abschätzung der Biomasseverfügbarkeit mithilfe von Fernerkundung stellen lediglich eine Auswahl dar, die durch fortlaufende Veröffentlichungen stetig ergänzend wird. Derzeit stehen drei grundsätzlich differenzierbare Techniken zur Modellierung der Biomasse zur Verfügung, die sich folgendermaßen abgrenzen lassen:

- Nutzen von allometrischen Funktionen,
- Lichtnutzungsansatz,
- Dynamische Vegetationsmodelle.

Welcher dieser drei Ansätze als am besten geeignet angesehen werden kann, hängt im Einzelnen von der Fragestellung und der gewünschten Auflösung des Produktes ab. Hierbei gilt, dass sich simplere Ansätze eher für globale Fragestellungen eignen als komplexe Modelle. Demgegenüber lassen sich mithilfe komplexer Modelle zum einen eine bessere Übertragbarkeit und zum anderen detailliertere Prozesse nachverfolgen, als mit simpleren Ansätzen.

Die Methoden Biomasseentwicklungen zu bestimmen und anhand von Modellen nachzuvollziehen wurden in den letzten Jahren von einem eher experimentellen Stadium zu einem nahezu operationellen weiterentwickelt. In den zukünftigen Jahren wird es durch die Bereitstellung gleichbleibend hochwertiger Satellitenfernerkundungsdaten möglich werden immer längere Zeitreihen zu betrachten und somit beispielsweise Rückschlüsse auf die Auswirkungen des globalen Wandels zu machen. Ebenfalls wird es durch die Weiterentwicklung existierender Modelle möglich werden, weitere Geoprozesse abzubilden und deren Abhängigkeiten zu simulieren.

## 7 Literaturverzeichnis

- BERGEN, K.M., DOBSON, M.C., 1999: Integration of remotely sensed radar imagery in modelling and mapping of forest biomass and net primary production. *Ecological Modelling* **122**, 257–274.
- CHO, J., OKI, T., YEH, P. J.-F., KANAE, S., KIM, W., 2010: The effect of estimated PAR uncertainties on the physiological processes of biosphere models. *Ecological Modelling* **221**, 1575–1579.
- COLLATZ, G.J., RIBAS-CARBO, M., BERRY, J.A., 1992: Coupled Photosynthesis – stomatal conductance model for leaves of C4 plants. *Aust. J. Plant Physiol.* **19**, 519–538.
- DUFRÉNE, E., DAVI, H., FRACOIS, C., LE MAIRE, G., LE DANTEC, V., GRANIER, A., 2005: Modelling carbon and water cycles in a beech forest Part I: Model description and uncertainty analysis on modelled NEE. *Ecological Modelling* **185**, 407–436.
- ESA, 2012: Report for Mission Selection: Biomass. ESA SP-1324/1 (3 volume series), European Space Agency, Noordwijk, The Netherlands.
- FISTRIC, S., 2004: Die Bestimmung der photosynthetisch aktiven Strahlung (PAR) für heterogene atmosphärische Bedingungen. Dissertation an der Technischen Universität München. Fakultät Wissenschaftszentrum Weihenstephan für Ernährung, Landnutzung und Umwelt (<http://tumblr.biblio.tu-muenchen.de/publ/diss/ww/2004/fisticr.pdf>).
- FARQUHAR, G.D., VON CAEMMERER, S., BERRY, J.A., 1980: A biochemical model of photosynthesis in leaves of C3 species. *Planta* **149**, 58–90.
- GONZALEZ-ALONSO, F., MERION-DEMIGUEL, S., ROLDAN-ZAMARRON, A., GARCCIA-GIGORRO, S., CUEVAS, J. M., 2006: Forest biomass estimation through NDVI composites. The role of remotely sensed data to assess Spanish forests as carbon sinks. *International Journal of Remote Sensing* **27** (24), 5409–5415.
- IPCC, 2007: 4<sup>th</sup> Assessment Report: Climate Change 2007 (AR4).
- KINDERMANN, G., SCHÖRGHUBER, S., LINKOSALO, T., SANCHEZ, A., RAMMER, W., SEIDL, R., LEXER, M., 2013: Potential stocks and increments of woody biomass in the European Union under different management and climate scenarios. *Carbon Balance and Management* **8**, 2, <http://www.cbmjournal.com/content/8/1/2>.
- LEMBCKE, G., KNAPP, E., DITTMAR, O., 2000: Ertragstafel für die Kiefer (*Pinus sylvestris* L.) im nordostdeutschen Tiefland. *Landesforstanstalt Eberswalde*, 101 Seiten.
- MONSI, S., SAEKI, T., 1953: Über den Lichtfaktor in den Pflanzengesellschaften und seine Bedeutung für die Stoffproduktion. *Jpn. J. Bot.* **14**, 22–52.
- MONTEITH, J.L., 1965: Evaporation and Environment in the State and Movement of Water in Living Organisms. *Symposia of the Society for Experimental Biology* **19**, 205–234.
- NELSON, R., KRABILL, W., MACLEAN, G., 1984: Determining forest canopy characteristics using airborne laser data. *Remote Sensing of Environment* **15**, 201–212.
- PFLUGMACHER, D., 2007. Remote Sensing of Forest Aboveground Biomass using the Geoscience Laser Altimeter System. Master thesis. *Oregon State University*, **88** pp.
- RICHTERS, J., 2005: Entwicklung eines fernerkundungsgestützten Modells zur Erfassung von pflanzlicher Biomasse in NW-Namibia. Dissertation an der Rheinischen Friedrich-Wilhelms-Universität, Mathematisch-Naturwissenschaftliche Fakultät (<http://hss.ulb.uni-bonn.de/2005/0512/0512.htm>).
- SEILER, R.A., KOGAN, F., SULLIVAN, J., 1998: AVHRR-based vegetation and temperature condition indices for drought detection in Argentina. *Advances in Space Research* **21**, 481–484.
- SVORAY, T., SHOSHANY, M., 2002: SAR-based estimation of areal aboveground biomass (AAB) of herbaceous vegetation in the semi-arid zone: a modification of the water-cloud model. *International Journal of Remote Sensing* **23**, 4089–4100.

- TUM, M., STRAUSS, F., MCCALLUM, I., GÜNTHER, K., SCHMID, E., 2012: How sensitive are estimates of carbon fixation in agricultural models to input data? *Carbon Balance and Management* 7, 3, <http://www.cbmjournal.com/content/7/1/3>.
- WBGU, 2008: Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Hauptgutachten 2008 (<http://www.wbgu.de/hauptgutachten/hg-2008-bioenergie/>)
- WISSKIRCHEN, K., 2005: Modellierung der regionalen CO<sub>2</sub>-Aufnahme durch Vegetation. Dissertation an der Rheinischen Friedrich-Wilhelms Universität Bonn, Mathematisch-Naturwissenschaftliche Fakultät (<http://hss.ulb.uni-bonn.de/2005/0765/0765.htm>).
- WISSKIRCHEN, K., TUM, M., GÜNTHER, K.P., NIKLAUS, M., EISFELDER, C. KNORR, W., 2013: Quantifying the carbon uptake by vegetation for Europe on a 1km<sup>2</sup> resolution using a remote sensing driven vegetation model. *Geoscientific Model Development* 6, 1623-1640.
- ZHENG, D., RADEMACHER, J., CHEN, J., CROW, T., BRESEE, M., LE MOINE, J., RYU, S.-R., 2004. Estimating aboveground biomass using Landsat 7 ETM+ data across a managed landscape in northern Wisconsin, USA. *Remote Sensing of Environment* 93, 402–411.

R. HAGEDORN, K. LUNDGREN, J. DOBSCHINSKI, U. FOCKEN

# 10 Die Energiewende in Deutschland – wie kann der Deutsche Wetterdienst den neuen Herausforderungen begegnen?

The “Energiewende” in Germany – how can the German National Weather Service meet the new challenges?

## Zusammenfassung

Die Energiewende in Deutschland stellt eine neue Herausforderung für den Deutschen Wetterdienst dar, da insbesondere für die Aufrechterhaltung der Sicherheit von Übertragungs- und Verteilnetzen zuverlässige meteorologische Vorhersagen unverzichtbar werden. Ein erster Schritt zur strategischen Integration der damit zusammenhängenden Fragestellungen und Erschließung dieses neuen Aufgabenfeldes ist die Beteiligung des DWD an den Forschungsprojekten EWeLiNE (Erstellung innovativer Wetter- und Leistungsprognosemodelle für die Netzintegration wetterabhängiger Energieträger) und ORKA (Optimierung von Ensembleprognosen regenerativer Einspeisung für den Kurzzeitbereich am Anwendungsbeispiel der Netzsicherheitsrechnungen). In diesem Beitrag werden beide Projekte vorgestellt sowie ein Ausblick zu den sich daraus ergebenden weiteren Entwicklungen in der Zukunft gegeben.

## Summary

The so-called “Energiewende” in Germany poses a new challenge for the German National Weather Service, in particular since meteorological forecast information is crucial for ensuring the safety of the transmission and distribution grid. Being part of the research projects EWeLiNE and ORKA is a first step towards the strategic integration of research questions related to those challenges. This contribution presents the structure and objectives of both research projects and gives an outlook about possible future developments related to these activities.

## 1 Einleitung

In Anpassung an sich ändernde politische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Rahmenbedingungen stellen sich dem Deutschen Wetterdienst (DWD) ständig neue Herausforderungen. So wird zum Beispiel in den nächsten Jahren eines der bestimmenden Themen die Energiewende sein, das heißt der grundlegende Umbau der Stromversorgung in Deutschland hin zu Erneuerbaren Energien, insbesondere Wind- und Solarenergie. Auf Grund der wetterabhängigen Natur der Stromerzeugung aus Wind und Sonne wird dies zu einem tiefgreifenden Wandel des gesamten Stromversorgungssystems führen. Insbesondere für die Aufrechterhaltung der Sicherheit von Übertragungs- und Verteilnetzen werden zuverlässige meteorologische Vorhersagen unverzichtbar werden.

Basierend auf dem im DWD-Gesetz verankerten Auftrag zur Daseinsvorsorge ergibt sich damit ein neues strategisch wichtiges Aufgabenfeld für den DWD. Folgerichtig findet diese Entwicklung auch in der aktuellen Strategie des

DWD Berücksichtigung, in der unter anderem die Energiewirtschaft als Schlüsselkündin genannt wird und ein verlässliches meteorologisches Vorhersagesystem als wesentlicher Baustein für eine sichere und effiziente Integration der Erneuerbaren Energien in das deutsche Stromnetz erkannt wird. Ein erster Schritt zur Umsetzung der Strategie und Erschließung dieses neuen Aufgabenfeldes ist die Beteiligung des DWD an den Forschungsprojekten EWeLiNE (Erstellung innovativer Wetter- und Leistungsprognosemodelle für die Netzintegration wetterabhängiger Energieträger) und ORKA (Optimierung von Ensembleprognosen regenerativer Einspeisung für den Kurzzeitbereich am Anwendungsbeispiel der Netzsicherheitsrechnungen).

## 2 Die Projekte EWeLiNE und ORKA

Mit dem Start der Projekte EWeLiNE und ORKA hat eine ganz neue Qualität der Zusammenarbeit zwischen Meteorologie und Energiewirtschaft begonnen. Während sich in früheren Zeiten die Zusammenarbeit mehr oder weni-

ger auf die Lieferung von Standardvorhersageprodukten des DWD an die Nutzer beschränkte, hat nun ein sehr viel intensiverer Austausch von Informationen und Daten begonnen. Nutzer aus der Energiewirtschaft kommunizieren ihre besonderen Anforderungen an den DWD, Entwicklungsarbeiten können zielgerichtet durchgeführt werden, nutzeroptimierte Vorhersageprodukte werden erstellt, und der bestmögliche Einsatz aller zur Verfügung stehenden Informationen kann durch die Zusammenführung der Expertise von allen Beteiligten erarbeitet werden.

In Anlehnung an die Veränderungen im Stromnetz, das sich von der früheren Situation, in der quasi ein „Einbahnstraßensystem“ ausgehend vom Höchstspannungsnetz bis hinunter zum Niederspannungsnetz herrschte, nun zu einem komplexen Netz mit Einspeisungen auf allen Ebenen und Strömen in die verschiedensten Richtungen entwickelt, findet auch im Bereich Energiewirtschaft und Meteorologie eine Transformation zu zweiseitigem Austausch und Informationsfluss statt. Es entwickelt sich eine echte Kooperation, die der tatsächlichen Größe und Bedeutung des Themas angepasst ist.

### 2.1 EWeLiNE

Das Projekt EWeLiNE wurde entwickelt als Forschungskooperation zwischen dem Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer-IWES) sowie den drei großen Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland: Amprion, Tennet und 50Hertz. Übergeordnetes Ziel des Vorhabens ist die deutliche Verbesserung der Leistungsprognosen von Wind- und PV-Einspeisung sowie die Entwicklung und Umsetzung von zuverlässigen probabilistischen Vorhersagen zur sicheren und wirtschaftlichen Netzintegration heute und in den nächsten Jahrzehnten. Eine projektbegleitende Industrie- und Forschungsplattform Prognose, die sich zusammensetzt aus Nutzern sowie professionellen Anbietern von Wetter- und Leistungsprognosen, gewährleistet, dass die Forschung und die neu gewonnenen Erkenntnisse an die Bedürfnisse und Beurteilung der Unternehmenschaft angepasst werden können.

Der DWD ist im Projekt für zwei große Aufgabenfelder verantwortlich. Der erste Themenbereich beschäftigt sich mit der grundsätzlichen Verbesserung des DWD-Vorhersagesystems, insbesondere bei der Erzeugung von Wind- und Strahlungsvorhersagen. Die zwei wesentlichen Ansatzpunkte hier sind einerseits die Verbesserung der Repräsentation der relevanten physikalischen Prozesse und andererseits die Assimilation von neuen Beobachtungsdaten und Datentypen. Insbesondere beim zweiten Ansatz wird absolutes Neuland betreten werden, da es bislang kaum Erfahrung mit der Assimilation von Leistungsdaten – in dem Umfang wie im Projekt geplant – gibt. Im Projekt werden sowohl das Model COSMO-DE, als auch das neue ICON Modell im Hinblick auf Verbesserungen der Vorhersagen

als Grundlage für Leistungsprognosen von Wind und Photovoltaik optimiert. Für die Assimilation von Leistungsdaten wird der neue ensemblebasierte Kalman Filter, der momentan beim DWD entwickelt und implementiert wird, für die neuen Beobachtungstypen erweitert. Neben den wissenschaftlichen Fragestellungen zur sinnvollen und effizienten Integration der neuartigen Datentypen in das Assimilationssystem liegen die größten Herausforderungen auch bei der Datengewinnung und deren Qualitätskontrolle. Der zweite Themenbereich beschäftigt sich mit der Entwicklung von verlässlichen<sup>1</sup> Ensemblevorhersagen und nutzeroptimierten Ensembleprodukten. Diese Arbeiten umfassen sowohl optimierte Ensemblegenerierung, mit dem Modellsystem COSMO-DE-EPS, als auch die Entwicklung von geeigneten Postprozessingverfahren und Kalibrierungsmethoden. Motiviert werden diese Forschungsarbeiten durch die Tatsache, dass aufgrund der zukünftig wesentlich erhöhten Komplexität der Stromversorgungssysteme eine verlässliche Risikoabschätzung zum Beispiel bezüglich Netzengpasssituationen immer wichtiger wird. Insofern kommt der Entwicklung von verlässlichen Ensemblevorhersagen und nutzeroptimierten Ensembleprodukten eine große Bedeutung zu.

Der Projektpartner Fraunhofer-IWES ist für die Entwicklung und Bereitstellung optimierter Leistungsprognosemodelle verantwortlich, während die Industriepartner eine anwendungsorientierte Evaluierung der Ergebnisse garantieren. Die Bedürfnisse der Anwender hinsichtlich neuer Prognosemodule, aber auch hinsichtlich der Schwachstellen bisher verfügbarer Prognosesysteme, wurden zu Beginn des Projektes innerhalb des Projektkonsortiums erarbeitet und protokolliert. Diese Anforderungen und die spezifischen Eigenschaften/Möglichkeiten der Prognosesysteme bilden die Basis für die daran anschließenden Optimierungs- und Umsetzungsschritte. Das Projekt wird mit einer Demonstrationsphase enden, in welcher die verschiedenen Prognosemodule quasi-operationell getestet werden sollen. Hierbei ist zu erwähnen, dass einerseits alle angestrebten Optimierungspotentiale auf historischen Wetter- und Leistungsdaten evaluiert werden sollen und dass andererseits die Bedingungen, unter welchen ein operationeller Betrieb möglich gemacht werden kann, im Vordergrund stehen.

### 2.2 ORKA

Bisher wurden Wind- und Solarleistungsvorhersagen vorwiegend für den Stromhandel eingesetzt, von Übertragungsnetzbetreibern für die EEG-Bewirtschaftung sowie von Stromhändlern für die Direktvermarktung. Zunehmend werden diese Prognosen jedoch für die Gewährleistung der Netzsicherheit auf den verschiedenen Spannungsebenen benötigt, sind für diese Anwendung derzeit aber nicht optimiert. In diesem Projekt sollen sowohl die Wettervorhersagen des DWD als auch die Einspeise-Prognosen der Erneuerbaren für die Anforderungen der Netz-

<sup>1</sup> Der Begriff „verlässlich“ bezieht sich hier auf den verifikationstechnischen Terminus „reliability“, mit dem die Qualität der Vorhersagen bezüglich ihrer Fähigkeit zum Ausdruck gebracht wird, ob die vorhergesagte Wahrscheinlichkeit eines Ereignisses tatsächlich der beobachteten Frequenz dieses Ereignisses entspricht.

betriebsführung und Lastflussrechnung verbessert werden. Die Umsetzung erfolgt dabei in enger Zusammenarbeit zwischen dem meteorologischen Dienstleister energy and meteo systems, Oldenburg, dem Deutschen Wetterdienst und den Netzbetreibern 50 Hertz Transmission (Übertragungsnetz) beziehungsweise Avacon und Thüringer Energienetze (Verteilnetz).

In diesem Projekt wird, wie im Projekt EWeLiNE, das neue Ensemblesystem COSMO-DE-EPS des Deutschen Wetterdienstes als Grundlage verwendet, um die Einspeiseprognosen an die neuen Anforderungen für die Netzbetriebsführung anzupassen. Das COSMO-DE-EPS bietet dafür sehr gute Voraussetzungen, da es alle drei Stunden mehrere neu berechnete Wettervorhersagen auf Basis des Wettervorhersagemodells COSMO-DE mit einer hohen Auflösung von 2,8 km für einen Vorhersagehorizont von 27 Stunden bereitstellt. Das Ensemblesystem wird durch eine direkte Rückkopplung mit den Entwicklern beim Deutschen Wetterdienst innerhalb dieses Projektes auf die Wind- und Solarenergieanwendung optimiert, und Modifikationen der Ensemblegenerierung gehen iterativ in weitere Analysen ein. Hierbei liegt der Fokus hauptsächlich auf der Frage, ob ein Multi-Model- oder Single-Model-Ansatz zielführender für energiemeteorologische Anwendungen ist. Das heißt, Kern der Untersuchungen wird es sein, die Vor- und Nachteile der verschiedenen Konzepte der Ensemblegenerierung herauszuarbeiten und in ein verbessertes System umzusetzen. Dabei wird unter anderem getestet, ob und wann bestehende Unsicherheiten am besten durch Variationen der Anfangs- und Randbedingungen dargestellt werden, oder ob Variationen der physikalischen Parametrisierungen innerhalb eines Modellsystems zu besseren Ergebnissen führen kann. Besonderes Augenmerk soll hier zum Beispiel auch auf die Darstellung des vertikalen Windprofils gelegt werden. Zusätzlich wird der DWD dabei auch die notwendigen Parameter für die Solarleistungsvorhersage wie zum Beispiel die Einstrahlung aus dem Modell bereitstellen, was bislang noch nicht erfolgte.

### 3 Ausblick

Mit der Beteiligung des Deutschen Wetterdienstes an den Projekten EWeLiNE und ORKA hat die Zusammenarbeit zwischen Meteorologie und Energiewirtschaft eine ganz neue Qualität erhalten. Dies sollte Vorbild auch für andere Anwendungen sein. Durch den wechselseitigen Austausch von Informationen bezüglich der kritischen Prozesse auf Seiten der Erstellung beziehungsweise Anwendung von Prognosen kann sowohl die grundsätzliche Qualität der Vorhersagen per se gesteigert als auch der Nutzen in der konkreten Anwendung für den Nutzer erhöht werden. Mit den aktuell zur Verfügung stehenden Ressourcen wird es möglich sein, das Potenzial meteorologischer Information für den Energiesektor besser als bisher auszuschöpfen. Je nach Ergebnis dieser Forschungstätigkeiten kann es jedoch auch notwendig werden, noch weiterführende Maßnahmen einzuleiten. Die hier erarbeiteten Verbesserungen am Modellsystem werden ganz allgemein dem Vorhersagesystem des DWD zu Gute kommen. Andererseits kann es jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass gewisse Optimierungsarbeiten nur speziell für den Bereich Energieanwendungen sinnvoll sind. In diesem Fall ist es unabdingbar, in enger Abstimmung mit den Nutzern die weitere Vorgehensweise zu gestalten. In jedem Fall ist davon auszugehen, dass die Bedeutung des neuen Aufgabenfeldes Energiewende im Deutschen Wetterdienst weiter wachsen wird.

### Literatur

siehe <http://www.projekt-eweline.de/publikationen.html>

## Buchbesprechung



MIKE HULME, 2014: *Streitfall Klimawandel*. oekom, München, 381 Seiten, 24,95 €, ISBN 978-3-86581-459-3.

Die wissenschaftliche und insbesondere öffentliche Debatte um den Klimawandel hat keinesfalls nur einen naturwissenschaftlichen Hintergrund. Mike Hulme, Gründungsdirektor des renommierten Tyndall Centre for Climate Research, einem Forschungsverbund englischer Universitäten, und seit 2013 Professor für Geographie am King's College in London, kommt das Verdienst zu, in diesem hochinteressanten und wichtigen Buch in aller Ausführlichkeit und Deutlichkeit darauf hingewiesen zu haben. Die englischsprachige Originalausgabe erschien 2009 unter dem Titel „Why we disagree about Climate Change. Understanding Controversy, Inaction and Opportunity“ (Cambridge Univ. Press, Cambridge, UK) und bringt das zentrale Anliegen des Autors klar zum Ausdruck: Wir sollten verstehen, warum wir über den Klimawandel – gemeint ist dabei übrigens meist nur der anthropogene Anteil im Industriezeitalter – unterschiedlicher Ansicht sind und kontrovers darüber diskutieren.

Hätte dieser Klimawandel nämlich nur einen naturwissenschaftlichen Hintergrund, insbesondere was die physikalischen und empirischen Grundlagen betrifft, wie sie in den Lehrbüchern und IPCC Reports dargelegt werden, wäre alles relativ einfach – auch wenn es, insbesondere bei den Klimamodellprojektionen für die Zukunft, erhebliche Unsicherheiten und somit Interpretationsspielraum gibt. Übrigens lässt Hulme an der Korrektheit der IPCC Reports keinen Zweifel: „Der Weltklimarat ... hat einen aussagekräftigen wissenschaftlichen Konsens zur physikalischen Veränderung der Weltklimata zusammengestellt und präsentiert. An diese Wirklichkeit glaube ich“ (S.308). Aber, „wie sich Klima als eine physikalische Realität beschreiben lässt, kann man es auch als eine fantasievolle Idee auffassen“ (S. 48); das heißt, es gibt neben der physikalischen auch eine „kulturelle Dimension“ des Klimas, wie sie unter anderem in den Wechselbeziehungen zwischen Klima- und Kulturgeschichte zum Ausdruck kommt. Von hier ist es dann nicht mehr weit zu „Klima als Ideologie“. Hulme nennt als Beispiele dafür u. a. „Rassismus“, nämlich die Vorstellung, dass Klima nicht nur das Aussehen, sondern auch die Psyche von Rassen beeinflusst, die Frage, ob wir die Natur, sprich das Klima, beherrschen sollten oder umgekehrt das Klima uns beherrscht sowie Forderungen nach Stabilisierung, die zum Teil unrealistisch sind, weil das Klima nie stabil war bzw. sein wird und daher u. a. die sog. Kippunkte des Klimasystems mit Recht Gegenstand intensiver Forschungen sind.

Die ersten beiden Kapitel „Was verstehen wir unter Klima“ und „Die Entdeckung von Klimawandel“ entsprechen weitgehend den wissenschaftlichen Grundlagen, wie man sie auch in Lehrbüchern der Klimatologie findet, obwohl bereits hier die „kulturelle Dimension“ und „Klima als Ideologie“ angesprochen werden. Spätestens ab Kap. 3 „Was leistet Wissenschaft“ wird die eigentliche Problematik offenbar, da „... wissenschaftliche Erkenntnisse

über Klimawandel immer unvollständig und mit Unsicherheiten verbunden bleiben werden“ (S. 124). Somit müssen wir, obwohl „Klimawandel ein Umweltisiko ist, bei dem der Mensch sowohl Täter als auch Opfer ist“ (S. 102), „... ehrlicher und transparenter damit sein, was Wissenschaft uns sagen kann und was nicht“ (S. 125) – und das vor dem Hintergrund der Tatsache, dass Klimawandel kein rein wissenschaftlich-akademisches Problem ist, sondern „nach politischen Entscheidungen verlangt“ (S.102). Das verschärft die Problematik ganz enorm; denn weder Wissenschaftler noch und erst recht Politiker sind frei von Wertvorstellungen, die ganz sicher nicht nur naturwissenschaftlicher Art sind. Daher widmen sich Kap. 4-6 der Frage, „Welchen Wert haben Werte“ und versuchen zu klären, „Woran wir glauben“ und „Wovor wir uns fürchten“ (Kap. 4-6).

Dass Menschen Risiken, je nach Vorbildung, Wertvorstellungen usw., subjektiv und damit ganz unterschiedlich wahrnehmen und entsprechend unterschiedlich damit umgehen, ist bekannt. Hinsichtlich der Klimawandel-Problematik ist dabei die Frage wichtig: „Wie kommunizieren wir Risiken“ (Kap. 7). Zweifellos ist der Klimawandel der Zukunft mit Risiken behaftet und laut Hulme sind wir auch deswegen uneins über dieses Risiko, weil wir es „... in unterschiedlicher Art und Weise einrahmen, erzählen, abbilden und interpretieren“ (S. 240). Besonders kritisch beleuchtet er dabei die Rolle der Medien, die in ihren Text- und Bildrahmungen „stets die ideologische Weltanschauung reflektieren ...“, der das jeweilige Medium den Vorzug gibt (S. 226). So werden die Klimaaspekte im Allgemeinen nur bruchstückhaft wiedergegeben, die gewünschten „... hervorgehoben, andere heruntergespielt oder ignoriert“ (S. 226), von „Enten“ (S. 225) ganz zu schweigen. Die medienorientierte Öffentlichkeit wird „... täglich mit einer Flut konkurrierender oder widersprüchlicher Nachrichtenmeldungen konfrontiert“ (S. 226). Je nach Ideologie wird der

Klimawandel dabei einerseits ausgeschmückt mit dem Wort „Katastrophe“ und dem Bild in Not geratender Eisbären, andererseits ist von unge-rechtfertigter „Panikmache“ oder gar „Schwindel“ die Rede. Dagegen sind die „Szenarien des Weltklimarats ... aussagekräftig genug, ohne dafür Katastrophen und Chaos ... heraufbeschwören zu müssen“ (S. 232).

„Was ist Fortschritt“ fragt Hulme in Kap. 8. „In erster Näherung können die Auswirkungen menschlicher Einflüsse auf die Umwelt, einschließlich des globalen Klimas, als eine Funktion von Bevölkerung, Wohlstand und Technologie bezeichnet werden“ (S. 264). Aber welcher Ideologie geben wir den Vorzug, der ökologisch-nachhaltigen Entwicklung oder dem ökonomisch-profitorientierten Wirtschaftswachstum? Genügend Stoff für Konflikte, beispielsweise bei der Forderung nach globaler Beschaffung von Biokraftstoffen, die einerseits ein Beitrag zum Klimaschutz sein soll, andererseits die Nahrungsmittelproduktion und -preise negativ beeinflusst. Es ist alles andere als einfach, aus diesen Konflikten Auswege und Kompromisse zu finden, zumal wir uns auch stets fragen müssen: „Wer regiert das Klima?“ (Kap. 9), statt Wissenschaft Markt? Politik? Umweltgruppierungen?

Medien? Und das vor dem Hintergrund des Gegensatzes Reichtum - Armut und der „politischen Autorität von Nationalstaaten“, die diese kaum oder nur in sehr geringem Umfang preisgeben wollen.

Das Schlusskapitel „Jenseits von Klimawandel“ (Kap. 109) beginnt mit den Worten „Klimawandel ist überall“ (S. 305) und Hulme vertritt hier nochmals die Auffassung, dass „die größte Bedeutung von Klimawandel ideologischer und symbolischer ... und nicht physikalischer und substanzieller Natur“ ist (S. 311). Bei dem Versuch, die Öffentlichkeit umfassend wissenschaftlich zu informieren und ganz besonders bei dem weitergehenden Versuch, auf politischem Weg zu international bindenden Vereinbarungen zu kommen, wird das Dilemma offenbar. Als das IPCC seinen 4. Sachstandsbericht (2007) veröffentlicht hatte, schrieb die englische Tageszeitung Guardian: „Der umfangreiche Bericht der Vereinten Nationen wird die wissenschaftliche Debatte beenden. Wird die Welt nun handeln?“ (S. 313). Aber weder damals noch heute, nach dem 5. IPCC Report, ist die wissenschaftliche Debatte beendet und schon gar nicht die öffentliche. „Dennoch kam es nicht zur Erleuchtung. Die Welt blieb stur und hat sich nicht verändert“ (S. 313), zumindest nicht

wesentlich hinsichtlich der Klimapolitik. Insgesamt gibt Hulme in diesem wiederum ausführlichen Kapitel Antworten auf die Frage, „warum es für die größte Herausforderung keine einfachen Lösungen gibt“, so der Untertitel der deutschen Ausgabe, beschreibt das, was er als „Klimamythen“ bezeichnet und bezweifelt, dass die nationale wie internationale Politik jemals zu einem Konsens in Sachen „Klimawandel“ kommen wird. „Es geht ... nicht darum, Klima-chaos aufzuhalten. Stattdessen müssen wir prüfen, wie wir die Vorstellung von Klimawandel nutzen können, ..., um zu überdenken, wie wir unsere politischen, sozialen, wirtschaftlichen und privaten Projekte ... voranbringen können“ (S. 335/336).

Die Übersetzung ins Deutsche ist im Übrigen ein Glücksfall, da sie von einem kompetenten Fachmann stammt, nämlich Prof. Jörg Matschullat, Direktor des Interdisziplinären Ökologischen Zentrums der TU/Bergakademie Freiberg (Sachsen), unter diverser Mithilfe, insbesondere seiner langjährigen Mitarbeiterin Dr. Stephanie Hänsel. Dies macht das Buch für alle an der Klimadiskussion Interessierten umso lesenswerter.

Christian-D. Schönwiese

## Examina im Jahr 2013

### Habilitationen, Dissertationen, Master-, Diplom- und Bachelorarbeiten in der Meteorologie und verwandten Fächern aus dem deutschsprachigen Raum

#### Universität Bayreuth

##### Bachelorarbeiten

- ACHHAMMER, Anja: Der Einfluss ausgewählter meteorologischer Parameter auf die Partikelneubildung im Fichtelgebirge.
- DIRKS, Lisa: Development of an automated Quality Control program for the Integrated Surface Flux System.
- KLEIN, Jennifer: Charakterisierung der vertikalen Konzentrationsprofile von Ozon- und Stickstoffmonoxid im Fichtelgebirge des Frühsommers 2011.
- PFISTER, Lena: Entwicklung eines Aerosolflussreaktors zur Bildung ultrafeiner Aerosolpartikel
- SUCHSLAND, Maja: Untersuchung der Auswirkungen unterschiedlicher Wachstumsmechanismen auf neugebildete Partikel im Fichtelgebirge.
- VONDER HEYDEN, Lisa: Charakterisierung und Kalibrierung von Blattfeuchtesensoren in einer Taukammer.

##### Masterarbeiten

- FUCHS, Kathrin: Convective boundary layer structures over the Tibetan Plateau.
- GATZSCHE, Kathrin: Modellierung des Energie- und Stoffaustausches im Grenzbereich Wald – Lichtung unter besonderer Berücksichtigung des Einflusses kohärenter Strukturen. (gemeinsame Arbeit mit Universität Leipzig).
- GLOR, Mirella: Messungen salpetriger Säure (HONO) in der freien Troposphäre der Zugspitze mittels Long Path Absorption Photometer (LOPAP).
- KLEIN, Felix: Characterization of particle formation in a spruce forest in NE Bavaria.
- KOHNERT, Katrin: Determination of the mixed layer height by ceilometer measurements and its influence on large-scale convective energy exchange.
- LEONBACHER, Jürgen: Chamber based carbon dioxide fluxes of three different vegetation treatments on the Tibetan Plateau.
- SCHMITT, Sebastian: Fluxes of monoterpenes from a spruce forest: establishing sampling and analytical procedures.

##### Dissertationen

- BABEL, Wolfgang: Site-specific modelling of turbulent fluxes on the Tibetan Plateau.

- CHARUCHITTIPAN, Doojdao: Impact of time and spatial average on the energy balance closure.
- EIGENMANN, Rafael: Free convection and turbulent fluxes over complex terrain.
- GERKEN, Tobias: High-resolution modelling of surface atmosphere interactions and convection development at Nam Co Lake, Tibetan Plateau.
- HAN, Lei: Experimental Studies of the Heterogeneous Kinetics of OH Radicals with Terbutylazine, Adsorbed on Self-Synthesized SiO<sub>2</sub> Particles, in a Temperature Controlled Aerosol Smog Chamber.
- METZGER, Stefan: Applicability of weight-shift microlight aircraft for measuring the turbulent exchange above complex terrain.

#### Freie Universität Berlin

##### Bachelorarbeiten

- BUSSENIUS, Franka: Die Auswirkung einer starken Reduktion des arktischen Meereseises auf das Klima und die Stratosphäre.
- DOCTER, Nicole: Untersuchung von Wasserdampfstrukturen in ERA-Interim-Daten und MERIS-Daten.
- EHRlich, Olga: Vergleich von zeitlich hochaufgelösten Niederschlagsbeobachtungen an Hellmann und Kippwaage (Botanischer Garten).
- GRÜNDER, Doreen: Validierung von ENVI-met für die Lagunenstadt El Gouna (Ägypten).
- HANDSCHUH, Jana: Analyse der Aerosolverteilung im arktischen Frühling auf Grundlage optischer Messverfahren.
- HANSMERSMANN, Felix: Analyse von Böen und deren Parametrisierung mit Hilfe des Mittelwindes.
- HEGER, Paul: Raum-zeitlicher Zusammenhang zwischen dem Wind über der Nordsee und dem Windstau in Cuxhaven.
- IBOLD, Dario: Analyse des Bedeckungsgrades in Deutschland anhand von Beobachtungsdaten der letzten 120 Jahre.
- JÄKEL, Ilona: Untersuchung des Gradienten von PM<sub>2.5</sub>-Konzentrationen zwischen urbanen und ländlichen Gebieten.
- KNIEBUSCH, Madline: Klimaänderungssignale in Erdorientierungsparametern.

- LUDWIG, Valetta: Bedeutung von Zyklonen bei Winterhochwassern im Elbe-Gebiet.
- MENZEL, Franziska: Auswirkungen verschiedener Auflösungen von ECHAM6 auf die Simulation des Indischen Monsuns.
- MEUSEL, Gregor: Vergleich von Messungen des Distrometers mit den Beobachtungen des Wetterdienstes.
- QUADE, Maria: Der Storm Severity Index als Maß der Sturmstärke und seine Abhängigkeit von verschiedenen Parametern.
- SCHMIDT, Klemens: Validierung des Modis-L2-Wasserdampfprodukts mit bodengestützten Mikrowellenradiometern.
- SCHOON, Lena: Charakteristische Temperaturanomalien in der UTLS aus GPS-Radiookkultationsdaten.
- SONNTAG, Isabell: Die Punktwirbeldynamik und ihre Anwendung in der großskaligen Dynamik der Atmosphäre.
- STEINERT, Norman: Frontale Instabilität über dem Südindischen Ozean.
- WOLTER, Michael: Biosynoptische Auswertung der Zyklonogenese (Fallstudie: Hauptschlagader).

##### Masterarbeiten

- BIEBER, Anne: Dendroklimatologie der Eiche in Nord-Polen.
- CRASEMANN, Berit: Variabilität des AOD-Gradienten zwischen Berlin und dem Umland im Zeitraum von 2002 bis 2011 aus Satellitendaten von MODIS und der Einfluss der Meteorologie.
- DEETZ, Konrad: Anwendung eines erweiterten Staubemissionsschemas für mineralischen Staub im regionalen Klimamodell COSMO-ART und Vergleich mit Beobachtungen in Mecklenburg-Vorpommern.
- DREFENSTEDT, Sarah: Ausbreitung des Signals von Stratosphärenenerwärmungen in die Troposphäre für unterschiedliche Klimazeiträume.
- FREUND, Mandy: European drought reconstruction of the past 400 years – an isotope climate network approach.
- GUTTZEIT, Martin: Beziehungen zwischen DSI und Niederschlägen auf verschiedenen raum-zeitlichen Aggregationsleveln.
- MAHNKOPF, Tobias: Zusammenhang zwischen stratosphärischer Zirkulation, Wellenbrechung und Stratosphärenenerwärmungen im EMAC-Klimachemiemodell.

NIESEL, Andrea: Einfluss der Meteorologie auf den ozon- und verkehrsbedingten Anteil der NO<sub>2</sub>-Konzentrationen in der Straßenschlucht und dessen Quantifizierung.

PASTERNAK, Alexander: Der Dynamische Zustandsindex – Analyse von Klimaszenarien mit Anwendung auf das El Nino Phänomen.

RICHLING, Andy: Untersuchung des Einflusses atmosphärischer Zirkulationsmuster auf Temperatur und Niederschlag in Europa mittels multipler linearer Regressionsmodelle.

SCHÄFER, Kerstin: Validierung des mesoskaligen Transport- und Strömungsmodells METRAS für Berlin anhand der Messkampagne der Freien Universität Berlin vom Sommerhalbjahr 2012.

SCHUSTER, Mareike: Die Bedeutung von Änderungen der SST-Gradienten und der obertroposphärischen Temperatur für die Verlagerung der südhemisphärischen Zyklonenzugbahnen im Klimaszenario.

SCHYSKA, Bruno: Index-basierte Charakterisierung der Zyklonenaktivität auf der Nordhemisphäre.

TORNOW, Florian: Analysis of radiance co-registration methods for the multi-angular BBR in the framework of the EarthCARE Mission.

TRADOWSKY, Jordis: Influence of meteorology on the LOTOS-EUROS model performance and on the data assimilation of NO<sub>2</sub> satellite observations.

UHLIG, Marianne: Untersuchung der Skalenwechselwirkung synoptischer und konvektiver Systeme mit Hilfe dynamischer Kennzahlen.

WARNKE, Bianka: Feuchte und nasse Deposition im Forellenbachgebiet des Bayerischen Waldes.

WILHELM, Sven: Modeling crop yield reduction due to ozone with LOTOS-EUROS.

#### Diplomarbeiten

HOLZAPFEL, Jasmin: Einflüsse der Wetterlagen auf die Genese von Hochwasserereignissen an der Elbe: heutiges Klima und Treibhausgas-Szenarien.

ROHLFING, Gera: Der Wellenantrieb der mittleren Atmosphäre während des Archaisms.

#### Dissertationen

BLUME, Christian: Statistical learning to model stratospheric variability.

DOPPLER, Lionel: Radiative transfer code development – applications to the estimation of the radiative impact of aerosols.

FABER, Antonia: Gravity wave analysis with GPS radio occultation data from FORMOSAT-3/COSMIC.

HOLLSTEIN, André: Vector radiative transfer and its application to the remote sensing of aerosols and hydrosols.

MEUL, Stefanie: Ozon-Klima-Wechselwirkungen in Simulationen mit dem Klima-Chemie-Modell EMAC.

MUES, Andrea: Modeling air quality in a changing climate.

OBERLÄNDER, Sophie: Die Änderungen der Brewer-Dobson-Zirkulation mit dem Klimawandel – eine Modellstudie mit dem Klima-Chemie-Modell EMAC.

PETRICK, Christof: Validating modeled climate variations using geodetic monitoring data.

SCHUBERT, Sebastian: Development and evaluation of a double-canyon urban canopy scheme, and estimation of urban heat island mitigation effects.

---

Universität Bonn

---

#### Bachelorarbeiten

BARBARIC, Marco: Untersuchung von Erhaltungsgrößen auf ihre Eignung als Prediktoren für Extreme in COSMO-DE-ERS.

BISCH, Theresia: Vergleich von numerischen Nebelsimulationen des PAFOG Modells mit Messdaten eines 200m-Turms und Radiosondenmessungen.

FRANK, Christopher W.: Blitze: Typ, Polarität und Stärke.

KERN, Melanie: Wolkenentwicklung an der Kaltfront.

KREINBERG, Sonja: Repräsentation von lokalen Windsystemen im Modell am Beispiel der Land-Seewind Zirkulation.

LANGGUTH, Michael: Zyklogene an Kaltfronten.

LOSCH, Florian: Qualitätssicherung von Niederschlagsdaten durch Histogrammanalyse.

MOTSCHMANN, Matthias: Mesoskalige Organisation von Konvektionszellen zu Squall Lines.

PEJICIC, Velibor: Analyse extremer Niederschläge über Ozeanflächen mit TRMM-Daten.

SCHNEIDER, Martin: Variabilität von Regentropfenspektren.

STADTLER, Scarlet: Klimatologische Einordnung des Jahres 2003 bezüglich der Luftschadstoffe und Vergleich von Beobachtungen mit EURAD Daten in NRW.

WORTMANN, Sabrina: Vergleich von Reanalysedaten mit Beobachtungsdaten verschiedener Klimaparameter in der Westmongolei (Watercope).

ZIEGERT, Lisa: Raumzeitliche Entwicklung von Kaltfronten in Europa.

#### Masterarbeiten

BACH, Liselotte: Selfbreeding – A new approach to estimate uncertainty structures in the limited-area model COSMO-EU.

FRERKES, Michael: Adaption of the Community Land Model to the Mongolian Altay region.

HARTUNG, Kerstin: Evaluation atmospheric blocking in the Global Climate Model EC-Earth.

KELBCH, Alexander: Theoretische und numerische Untersuchungen zur objektiven Frontenanalyse.

KNIST, Sebastian: Nesting der Lokalmodele COSMO und WRF in verschiedene Globalmodelle.

STOCKHAUSEN, Benedikt: Extremwertanalyse von Hochdruckereignissen über Europa und der Nordhalbkugel.

#### Dissertationen

RÖPNACK, Andreas: Bayesian model verification.

---

Universität Bremen

---

#### Masterarbeiten

HOQUE, Hossain Mohammed Syedul: Latitudinal variation of methane measured using a ship-borne FTIR spectrometer.

#### Dissertationen

WIETERS, Nadine: Investigation of the impact of extraterrestrial energetic particles on stratospheric nitrogen compounds and ozone on the basis of three dimensional studies.

#### Habilitationen

REX, Markus: Variabilität und Veränderung der polaren Ozonschicht und ihre Bedeutung im Klimasystem.

---

Technische Universität Dresden

---

#### Bachelorarbeiten

BOCHMANN, Martin M.: Bestimmung und Vergleich der potentiellen, realen und Grasreferenzverdunstung für einen Grasstandort.

HOSSBACH, Christian: Wärme- und CO<sub>2</sub>-Bilanz eines Eichenjungbestandes im Tharandter Wald.  
 RABENSEIFNER, Johannes: Simulation des Systems Boden-Pflanze-Atmosphäre und Analyse der Wasserflüsse eines Fichtenstandortes unter rezenten Klimarandbedingungen im Osterzgebirge mit Hilfe des pflanzenphysiologischen Modells BIOME-BG.

*Masterarbeiten*

AL HOSSAIN, Bhuyia Md.Tamim: Analysis of climate model output for extreme precipitation for the period of 1961-2100, Central Saxony.  
 ENGELMANN, Christian: Varianzmethode für den fühlbaren Wärmestrom - zeitliche und räumliche Ähnlichkeiten (Eddymatrix3, Vergleich Wiese/Wüste).  
 MCGILL, Stephanie: Radiation transfer by tree crowns and the parameterization of forest evapotranspiration model.  
 RICHTER, Undine: Räumliche Kovarianzen zur Ableitung des fühlbaren Wärmestromes (Eddymatrix2, Vergleich Wiese/Wüste).  
 TOMASZEWSKI, Gregor: Kovarianzmethode für den fühlbaren Wärmestrom - Auswirkungen der Standardkorrekturen (Eddymatrix1, Vergleich Wiese/Wüste).

*Diplomarbeiten*

BUSCH, Robin: Lagrangemodellierung des Transports sensibler Wärme nahe einer Waldlichtung.  
 GÜNTHER, Annika: Precipitation in the Madeira Islands for recent and future climate Comparison of simulated data derived from a mesoscale Model (WRF) and a simple down-scaling Model (CIELO).  
 LORENZ, Judith: Assessment of the correlation and occurrence probability of antecedent soil moisture and heavy rainfall events as possible flood risk indicators for Saxony.  
 SCHALLER, Andrea: Untersuchungen zu geänderten Starkniederschlägen aus gemessenen und modellierten Niederschlagszeitreihen.  
 SCHRÖDER, Lars: Einfluss der Landnutzung auf gegenwärtige und zukünftige bioklimatische Extremsituationen in der Umlandregion von Dresden.  
 THUMSER, Philipp: Observation and modeling of evaporation in Norway.

*Dissertationen*

MAIK, Renner: Land use effects and climate

impacts on evapotranspiration and catchment water balance.

Universität Frankfurt

*Bachelorarbeiten*

BERGEN, Anton: Aufbau und Charakterisierung einer Elektrospray-Ionenquelle.  
 BLANK, Ann-Katrin: Globale Verteilung von Spurengasen bei Flugzeugmessungen.  
 EDELMANN, Benedikt: Extinction Profiles in the Lower Boundary Layer: Backscatter Lidar System Techniques.  
 ERNST, Markus: Design und Charakterisierung eines differentiellen Thermodesorptions - Mobilitätsanalysators.  
 ESCUSA DOS SANTOS, Luis Filipe: Partikelstudien mit Hilfe des COMPASS-Doppelkammer-systems am Kleinen Feldberg fokussiert auf den Effekt von Ozon und der solaren Strahlung.  
 HERZOG, Stephan: Labormessungen von gasförmiger Schwefelsäure unter der Hinzugabe von Wasser und Dimethylamin.  
 KILLE, Nathalie: Messung langlebiger chlorierter Substanzen.  
 LEIMINGER, Markus: Einfluss von Dimethylamin auf die Nachweis-Effizienz von gasförmiger Schwefelsäure: Messungen an der CERN-CLOUD-Kammer mit einem Chemischen-Ionisations-Massenspektrometer.  
 LEPS, Nora: Soil Temperature Data Assimilation Experiments.  
 MÜLLER, Markus: COMPASS-Studien: Einfluss biogener Terpene auf die Partikelbildung am Waldstein (Fichtelgebirge).  
 MÜNCH, Steffen (M.-Nr. 4196062): Erweiterung des Nukleationsmodells SAWNUC um die positiven Ionencluster.  
 MÜNCH, Steffen (M.-Nr. 3955709): Der Salzeffekt bei der Eiskeim-Messung mit FRIDGE.  
 RAYKOVA, Kristin: On the weakly nonlinear interaction between internal gravity waves and the background mean flow in Boussinesq fluids.  
 RICHTER, Lucas: Nachtnukleation am Kleinen Feldberg: Einfluss von NO<sub>3</sub>-Radikalen auf Partikelbildung in der Nacht.  
 SGOFF, Christine: Der Einfluss von Reibungswärme auf das Brechen von Schwellen.  
 VAN BEESEL, Eric: Einflüsse von Kohlenwasserstoffen auf die Partikelbildung am Taunusobservatorium - im Frühjahr.

*Masterarbeiten*  
 HEPPELMANN, Tobias: Effiziente Modellierung der synoptisch-skaligen

Dynamik. Ein baroklines niedrigdimensionales Atmosphärenmodell mit subgitterskaliger Parametrisierung.

*Diplomarbeiten*

CLEMEN, Hans-Christian: Evaluierung des „BIO-IN Detektors“ zur Charakterisierung von Aerosolpartikeln.  
 GRONWALD, Katja: Die Rolle der Schneebedeckung für extreme Kältelagen in Deutschland.  
 KESTEL, Philip: Nukleationsstudie zur Ozonolyse von cis-2-Buten: Bau und Charakterisierung einer Flusskammer.

*Dissertationen*

BOURTSOUKIDS, Efstratios: Volatile organic compound emissions from vegetation and their responses to environmental and meteorological parameters measured with Proton Transfer Reaction - Mass Spectrometry techniques.

Technische Universität Bergakademie Freiberg

*Bachelorarbeiten*

HÄNIG, Anne: SPI-Trend im 21. Jahrhundert für die REGKLAM-Modellregion.  
 SCHRÖDER, Carolin: Soil respiration of forest locations in Saxony, Germany.  
 SCHWERDTNER, Ulrike: Treibhausgasemissionen aus der Landwirtschaft gemäßiger Klimate.  
 WINTER, Christian: Bodenatmung von Waldstandorten in Sachsen.

*Dissertationen*

HOY, Andreas: Diagnose und Projektion der Veränderung des Temperatur- und Niederschlagsregimes in und um Sachsen unter besonderer Berücksichtigung von Großwetterlagen und atmosphärischer Zirkulation.  
 SCHUCKNECHT, Anne: Soil geochemistry, vegetation dynamics, and precipitation in north-eastern Brazil - a global change study.

Universität Freiburg

*Bachelorarbeiten*

BERTRAM, Alexander: Bestimmung der Einflüsse von Oberflächeneigenschaften und Orientierung urbaner Strukturen auf die human-biometeorologischen Bedingungen mit mikroskaligen Modellen im Untersuchungsgebiet Stuttgart-West.

- DAUS, Regina: Beeinflussung der atmosphärischen Umweltbedingungen durch die Nutzung von Windenergie.
- FISCHER, Christina: Auswirkungen von Wetter und Klima auf Nutztiere.
- KASPER, Anja: Vergleich der thermischen Bedingungen in Sao Paulo Bundesstaat, Brasilien auf der Grundlage von repräsentativen Stationen.
- KONOPKA, Jan: Wind power assessment in the periurban areas in the northern part of Lisbon.
- MEYSICH, Lukas: Einfluss meteorologischer Austauschbedingungen auf die Konzentration von Luftkomponenten an einer Verkehrsmessstation.
- ORTEL, Annika: Human-biometeorologische Auswirkung der Überdachung eines Innenhofes.
- SCHÖPFER, Lion: Vergleich der kälte- und hitzebedingten Mortalität in Wien.
- SCHWÖRER, Manuel: Statische Analyse der Windrichtung in Baden-Württemberg.
- STEINBORN, Niklas: Hitzewellen in Südwestdeutschland.
- WALTHER, Chris Wilhelm: Sensitivitätsstudien zum Verhalten der Physiologischen Äquivalenten Temperaturen (PET) in Freiburg.
- WUSSLER, Lara: Entwicklung der Luftqualität in Baden-Württemberg.

#### Masterarbeiten

- FRÖHLICH, Dominik: Rapid assessment of a wind field in complex environment for the integration in micro scale models.
- GEBHARDT, Sven: Spatial analysis and application of potential evapotranspiration models for Great Britain.
- PALMER-WILSON, Kevin: A Pre-Feasibility Study on Wind Energy for Tongatapu Island, Kingdom of Konga.

#### Dissertationen

- NEUMANN, Paul: Regionale und lokale Dimension des Klimawandels im Weinbau in Baden-Württemberg.

#### Habilitationen

- SCHINDLER, Dirk: Windindizierte Baumreaktionen vor dem Hintergrund von Sturmschäden in Wäldern.

---

#### Universität Hamburg

---

#### Bachelorarbeiten

- ADLOFF, Markus: Faktoranalyse für den Einfluss steigender CO<sub>2</sub>-Konzentrationen der Atmosphäre auf die globale Vegetationsbedeckung.

- ARNDT, Jan: Leistungsdichtespektrum des Horizontalwindes von der synoptischen bis zur turbulenten Zeitskala am Wettermast Hamburg.
- BURBA, Mareike: Evaluierung eines X-Band-Radarnetzwerkes durch ein C-Band-Radar des Wetterdienstes.
- ECKMANN, Timur: Entwicklung und Test einer Parametrisierung für Photovoltaikanlagen für das M-SYS Modellsystem.
- EICHHORN, Astrid: Determining reasons for impacts of offshore wind farms on meteorological parameters in North-Western Germany.
- FELSBERG, Anne: Verbrannte Fläche und Bodenfeuchte: Globale Analyse von satellitenbasierten Beobachtungsdaten als Grundlage zur Feuermodellentwicklung.
- FUCHS, Niels: Wolkenklassifikation anhand multispektraler bodengebundener Fernerkundungssysteme.
- GENG, Marilena: Verlagerung von Vegetationszonen von eiszeitlicher zu vorindustrieller Zeit.
- HARTUNG, Patrick: Statistische Analyse von Footprints am Wettermast Hamburg.
- HEIDKAMP, Marvin: Kohlenstoffdioxid-Flüsse in 50m Höhe am Wettermast Hamburg.
- JACOB, Marek: Beeinflussung von Windmessungen an einem Rohrmast durch die Maststruktur.
- JENSEN, Corinna: Der Southern Annular Mode und sein Einfluss auf das Klima in Argentinien.
- LEMBURG, Alexander: Einfluss der Vegetationsänderung auf das Klima des Hochglazials.
- LIERHAMMER, Ludwig: Analyse der Wassernutzungseffizienz von Pflanzen in zwei MPI-ESM Simulationen.
- LOMMES, Frederike: Fluktuationen tropischer Gletscher in Peru in Rekonstruktionen und Klimaszenarien.
- MICHAELIS, Jannosch: Grenzschichtcharakteristika über arktischem Meereis aus Flugzeugmessungen.
- MIESLINGER, Theresa: Adaption of satellite derived short-wave solar radiation data to ground measured data by means of regression analysis.
- NAUMANN, Vittorio: Das Klima in Japan und der Zusammenhang mit der großräumigen Zirkulation.
- NIESEL, Jonathan: Atmospheric response to the natural variability of the Atlantic meridional overturning circulation on a decadal time scale.
- PALK, Philipp: Ableitung von Partikel- und

Luftbewegungen in Nebel aus RHI-Messungen eines Wolkenradars.

- PURR, Christopher: Übersicht und Vergleich von Evaluationen der Grenzschichthöhe und weiterer meteorologischer Größen in mesoskaligen Modellen.
- SCHMIDT, Matthias: Untersuchung der zeitlichen Stabilität von hochauflösenden Wetterradaren.
- WÜNSCH, Daniel: Analyse von Niederschlagsereignissen im Raum Itzehoe anhand synoptischer Strukturen.

#### Masterarbeiten

- ARNDT, Stefanie: Seasonality and spatial distribution of solar radiation under Arctic sea ice.
- BECKER, Tobias: Impact of thermodynamic surface properties on climate and climate change in a radiative-convective equilibrium version of ECHAM6.
- CONRADY, Kristina: Atmospheric concentration of black carbon in the western Arctic.
- HANSEN, Thore: Auswirkungen anthropogener Landnutzung auf regionale und saisonale Extremtemperaturen anhand des Millenniumlaufs.
- HENNEBERG, Olga: Wechselwirkung zwischen Bodenfeuchtefeldern und konvektivem Niederschlag auf der Mikroskala – Eine Modellstudie in Norddeutschland.
- MEHRENS, Anna: Untersuchung der bodennahen Windströmung über orografisch gegliedertem Gelände.
- MERKER, Claire: A Novel Method for Absolute Calibration of Radars.
- PHILIPP, Anne: Erweiterung von METRASLES für Scherströmungen.
- SCHULTZE, Markus: Weiterentwicklung von MITRAS zu einem wirbelauflösenden Stadtausschnittmodell.

#### Dissertationen

- BOME, Tanja: Influence of different permafrost processes on the large-scale energy and water cycles over Siberia.
- CUZZOLA, Francesco: A first Step of a Methodology for the Physical Modelling of Wind Turbines Wakes.
- DAHMS, Eileen: Climate and Climate Variability in an Aquaplanet Set-up.
- DASS, Pawlok: The role of bioenergy production in the terrestrial carbon cycle and energy balance.
- FARANDA, Davide: Statistical Mechanics of Geophysical Flows.
- HERTWIG, Denise: On aspects of large-eddy simulation validation for near-surface atmospheric flows.

KOLUSU, Seshagiri: Determination of methyl halide emissions from measurements and mesoscale atmospheric model simulations.  
 PENG, Jian: Estimation of evapotranspiration using satellite TOA radiances.  
 PETERSEN, Graciana: Wind tunnel modelling of atmospheric boundary layer flow over hills.  
 POPP, Max: Climate instabilities under strong solar forcing.  
 RAGONE, Francesco: Stochastic parameterization of atmospheric convection – stochastic lattice models of cloud systems in PlaSim.  
 SCHOETTER, Robert: Can local adaption measures compensate for regional climate change in Hamburg Metropolitan Region?  
 SCHULDT, Robert: Modelling interactions between boreal wetlands, carbon cycle and climate.  
 SIECK, Kevin: Internal Variability in the Regional Climate Model REMO.  
 WIESNER, Sarah: Observing the impact of soils on local urban climate.

---

Universität Hannover

---

*Bachelorarbeiten*

BITTNER, Anna Lena: Analyse des Simulationsprogramms Aviation Environmental Design Tool hinsichtlich des Einflusses von Wetter auf die Lärm- und Emissionsberechnung von Flugzeugen.  
 FLATHMANN, Martin: Der Einfluss des Klimawandels auf den Ertrag von Solaranlagen.  
 KNOOP, Helge: Determination of entrainment and encroachment at the top of a convective boundary layer using Lagrangian particles.  
 LOHMÜLLER, Katja: Nutzung von AMDAR-Daten zur Unterstützung der Vereisungsdiagnose von ADWICE über Europa.  
 PAWELLEK, Franziska: Analyse von Wolkenkameradaten.  
 RAUTMANN, Veit: Entwicklung und Tests von Verfahren höherer Ordnung zur Advektion Langrangescher Partikel.  
 SCHARF, Katrin: Implementation of RADTRAM Nowcast Data in the Adverse Weather Diversion Model DIVMET.  
 SCHWENKEL, Johannes: Vereisungswarnung mit ADWICE in den bodennahen Modellschichten.  
 SONNENBERG, Tina: Einfluss der Wolken auf die Schneecalbedo.  
 WIEGAND, Henrik: Entwicklung einer Klimatisierung für ein Hyperspektradiometer.

*Masterarbeiten*

FUHRMANN, Markus: Turbulenzinformationen aus Grobstruktursimulationen städtischer Umgebungen: Größen, Analysemethoden und ihr Mehrwert.  
 GRONEMEIER, Tobias: Die Effekte von Schatten flacher konvektiver Wolken auf die atmosphärische Grenzschicht sowie ihre Rückwirkung auf das Wolkenfeld.  
 HOFFMANN, Fabian: Aktivierung von Aerosolen in flacher Kumulus-Bewölkung.  
 HUNDESHAGEN, Katrin: Analyse meteorologischer Probleme bei der Offshore-Windenergienutzung.  
 KECK, Marius: Hochaufgelöste Grobstruktursimulationen der städtischen Grenzschicht in Macau.  
 RÖHRBEIN, Dörte: Untersuchungen des Ertrags von Solarzellen bei verschiedenen Neigungswinkeln.  
 RÖSNER, Theresa: Use of PIREPs for Icing Warning.  
 VOSKREBENZEV, Andreas: Estimating probability distributions of solar irradiance.  
 WEISMÜLLER, Maren: The influence of surface heterogeneities on the formation frequency and intensity of dust devils.  
 WIECZOREK, Anna: Berechnungen zur Vitamin D<sub>3</sub> gewichteten UV Exposition.

*Dissertationen*

HEINZE, Rieke: Large-Eddy Simulation von bewölkten Grenzschichten zur Untersuchung von Bilanzen der statistischen Momente zweiter Ordnung und zur Überprüfung von Turbulenzmodellen.  
 MARONGA, Björn: High-resolution large-eddy simulation studies of the turbulent structure of the convective boundary layer over homogeneous and heterogeneous terrain and implications for the interpretation of scintillometer data.  
 RIECHELMANN, Theres: Untersuchungen zum Einfluss turbulenter Kollisionskernel auf die Entwicklung von konvektiven Wolken mit einem neu entwickelten Lagrangeschen Wolkenmodell.  
 TENDEL, Jakob: Warning of in-flight icing risk through fusion of satellite products, ground observations and model forecasts.  
 TOHSING, Korntip: Derivation of sky luminance and spectral sky radiance from images taken with a CCD camera.  
 WITHA, Björn: Untersuchung des turbulenten Wärmeflusses über Eisrinnen mit hochaufgelösten Large-Eddy Simulation.

---

Universität Hohenheim

---

*Bachelorarbeiten*

SOBCZYK, Andrea: Atmosphärische Wasserdampfmessung mit einem Rotations-Raman Lidar im Rahmen der Messkampagne „Hope“.

*Masterarbeiten*

GEISINGER, Armin: Niederschlagsanalyse mit einem X-Band-Doppler-Radar.  
 GRONER, Vivienne: The impact of a large scale plantation of *Jatropha curcas* L. on convection initiation under monsoonal conditions in the coastal desert of Oman.  
 HORSCHKE, Anna: Contribution of low frequency turbulent fluxes to energy balance closure at a winter site in southwest Germany.  
 KÄUFLER, Katrin: Modellierung und Validierung von Treibhausgasemissionen aus dem Pfrunger Burgweiler Ried mit dem Denitrification-Decomposition (DNDC)-Modell.  
 STÜRZ, Marcel: Abschätzung der Evaporation und der Transpiration des Winterraps aus Lysimeter- und Klimakammerdaten.  
 VOROPAeva, Inga: Plant remains from Roman period town of Obulco (today Porcuna) in Andalusia (Spain) – distribution and domestication of olive in the west Mediterranean region.

*Dissertationen*

FRACZEK, Michael: Aircraft air data system based on the measurement of Raman and elastic backscatter via active optical remote sensing.

---

Universität Karlsruhe

---

*Diplomarbeiten*

BUSCH, Martin: Untersuchung der Luftmasseneigenschaften und ihrer Transformation bei schweren Hagelereignissen über Europa.  
 EHMELE, Florian: Auswirkungen thermischer und dynamischer Wechselwirkungen benachbarter Inseln auf den konvektiven Niederschlag.  
 FREUDENSTEIN, Sandra: Räumliche und zeitliche Analyse von Hagelzugbahnen über Deutschland unter Verwendung verschiedener Beobachtungsdaten.  
 HINZE, Gabriel: Auslösung hochreichender Konvektion während COPS: Sensitivitätsstudie mit dem COSMO-Modell.

- HUBEL, Eva Friederike: Simulation konvektiven Niederschlags mit hochauflösenden und Klimasimulationen.
- METZGER, Jutta: Sensitivität des konvektiven Niederschlags über Korsika in Abhängigkeit von Schichtungs- und Anströmbedingungen.
- PAUKERT, Marco: Simulating Arctic Mixed-Phase Clouds and their Sensitivity to Ice Nucleation.
- REINARTZ, Tobias: Numerische Analyse troposphärischer Antriebe für die Entwicklung von Mittelmeerzyklonen mit Potenzial für extreme Niederschlagsereignisse.
- VERESTEK, Verena: Untersuchung der Anisotropie der Wärmestrahlung von Landoberflächen mit in situ Messungen.
- VOGELBACHER, Silke: Untersuchung der Nordatlantischen Oszillation (NAO) und ihrer Auswirkungen auf das Klima in Europa mittels EOF-Analyse.
- WEIXLER, Katharina: Charakterisierung von Wolkenkondensationskeimeigenschaften am Standort Schneefernerhaus.
- WIEGEL, Julia: Untersuchung von Böenfaktoren bei Winterstürmen.

#### Dissertationen

- JERGER, Dorit: Radar Forward Operator for Verification of Cloud Resolving Simulations within the COSMO Model.
- PUSKEILER, Marc: Radarbasierte Analyse der Hagelgefährdung in Deutschland.
- MAURER, Vera: Ein Ensemblemodellsystem zur Bestimmung des Niederschlags in Westafrika.
- MOHR, Susanna: Änderung des Gewitter- und Hagelpotentials im Klimawandel.
- SHA, Mahesh Kumar: Characterization and Optimization of the new Imaging Fourier Transform Spectrometer GLORIA.
- ZENG, Yuefei: Efficient Radar Forward Operator for Operational Data Assimilation within the COSMO-model.

---

#### Universität Kiel

---

#### Bachelorarbeiten

- EIRUND, Gesa: Walker Circulation Response to Global Warming.
- FLENNER, Silvy Karoline: Veränderung von El Niño bei globaler Erwärmung.
- KLÖWER, Milan: Perspectives for predicting North Atlantic decadal sea surface temperature.
- LÜDTKE, Jan: Vergleich von Reanalyse-Daten und einer Klimatologie der Nordsee-Region.

- MAAS, Josefine: Sonnensignale in der tropischen Troposphäre.
- SCHUBERT, René: Windenergiepotential für die Stadt Kiel abgeleitet aus meteorologischen Daten des GEOMARs.
- TUCHEN, Franz-Philip: Einfluss des Windschubes auf die Atlantische Umwälzbewegung.
- WULFF, Ole: Vergleich von Niederschlagstrends in Beobachtungsdaten mit Reanalyse-getriebenen Regionalmodellen.

#### Masterarbeiten

- KINZEL, Julian: Validation of HOAPS latent heat fluxes against parameterizations applied to RV Polarstern data for 1995-1997.
- MENGIS, Nadine: Validation of Bias Correction Methods for RCM Scenarios for Hydrological Impact Modelling.
- PILCH KEDZIERS, Robin: Comparison of extratropical cyclone characteristics from atmospheric global climate model simulations at different resolutions.

#### Promotionen

- BAYR, Tobias: Tropical atmospheric circulation changes under global warming.
- BLÖHDORN, Janine: Klima und Ozeanzirkulation der Frühen Kreide im Kiel Climate Model.
- MECKING, Jennifer: North Atlantic multidecadal to centennial variability in a marine proxy dataset.
- MOHR, Viktoria: Changes of the tropical tropopause layer in reanalysis and climate model data.

---

#### Universität Köln

---

#### Bachelorarbeiten

- HAAF, Nadine: Geoelektrische und Magnetische Kartierung einer archäologischen Verdachtsfläche in der Eifel.

#### Masterarbeiten

- BLÖCKER, Aljona: MHD-Modellierung der Plasmawechselwirkung bei Io und Enceladus.
- FRANKE, Philipp: Estimating volcanic ash emissions by a chemical Sequential Importance Resampling Smoother.
- KORTH, Judith: Bestimmung der orbitalen Parameter in extrasolaren Planetensystemen mit Hilfe der Transit Time Variation.
- LANGE, Anne Caroline: Lidar data assimilation for improved analyses of unexpected aerosol events.

- LUCIA, Aprilia Shinta: Recent and Future Trends of Tropical Cyclones and Impacts in the West Pacific.
- MATTHIÄ, Sabrina: Höhenröge und Niederschlagsstatistik in Nordwest-Afrika zwischen 1979-2011.
- SCHREINER, Anne Rita: Dissipation des Sonnenwindes durch kinetische Alfvén-Wellen.
- TREECK, Shari Constanze van: Diskontinuitäten in der Magnetfeldumgebung von Enceladus.

#### Diplomarbeiten

- BIOLIK, Martin: Anwendung der Magnetotellurik und Radiomagnetotellurik zur Untersuchung der Kaledonischen Deformationsfront in Nordschweden.
- KÖHLER, Jan: UXO-Detektion mit elektromagnetischen Methoden.
- LINDEN, Roderick van der: Climatology of low-level continental stratus in southern West Africa for 2006 – 2011.
- SCHUBERT, David: Erstellung eines Konzepts zur Windstatistik und Böenkartierung aus Klimamodellrechnungen unter Einbeziehung der lokalen Topographie.
- STEINBACH, Daniel: Kartierung einer Festungsanlage mittels Georadar und Magnetik im Nordsudan.

#### Dissertationen

- MASCHWITZ, Gerrit: Assessment of Ground-Based Microwave Radiometer Calibration to Enable Investigation of Gas Absorption Models.
- REITTER, Sonja: Evaluating Ice Microphysics in NWP Models with Satellite Observations.
- ZHANG, Jie: A Study on Dust Dry Deposition: Wind-tunnel Experiment and Improved Parameterization.

---

#### Universität Leipzig

---

#### Bachelorarbeiten

- DONTH, Tobias: Spektral aufgelöste Messungen an Wolkenrändern von tropischen Warmwasserwolken.
- EMMRICH, Stefanie: Auswertung von Niederschlagsmessungen mittels eines Distrometers am LIM.
- GÖHLER, Robby: Ähnlichkeit von Energieabgabezeitreihen von räumlich entfernten Solar- und Windenergieproduktionsstandorten aufgrund der zeitlich und räumlich veränderlichen meteorologischen Verhältnisse.

HEMMER, Friederike: Fehleruntersuchung für Wolkeneigenschaften aus Satellitenfernerkundung (Uncertainties in the Retrieval of Cloud Properties from Satellite Remote Sensing).

HEYN, Irene: Quantifizierung der Rolle atmosphärischer Prozesse auf die Wolkenbildung.

LAUERMANN, Felix: Analyse des Wassergehaltes von arktischen Mischphasenwolken während der VERDI-Kampagne 2012.

LEUCHT, Robin: Ableitung der Schneekorngröße aus der spektralen Albedo des Schnees.

LÖSER, Danny: Langzeitverhalten von Meteorhöhen.

MARKWITZ, Christian: Analyse von Trends solarer Strahlung über Osteuropa vor und nach den 1980er Jahren in Abhängigkeit von Atmosphärendynamik.

MEWES, Daniel: Test einer neuen Parametrisierung konvektiven Niederschlags im Klimamodell.

OSTERLOH, Victoria: Reasons of Seasonality of the Meteorological Parameters on the Bolivian High Plateau „Altiplano“.

PADEL, Julian: Quantifizierung von Eiskristallformen auf Basis von Niederschlagsmessungen mittels Distrometer.

RAMPEL, Martin: Gewittervorhersage auf dem Prüfstand - Möglichkeiten der objektbasierten COSMO-DE Validierung mittels Satellitenprodukt RDT.

REDELSTEIN, Johanna: Akustische Anemometrie und Thermometrie.

SCHACHT, Jakob: Der Einfluss niedriger Wolken über dem Ostpazifik in CMIP5-Klimasimulationen.

SCHNEIDER, Florian: Einfluss von Landnutzungsänderungen auf Wolken und Strahlung: Sensitivitätsstudie mit dem MPI-Erdsystemmodell.

THALHEIM, Christoph: Meteorologische Bedingungen während der „Thüringischen Sintflut“ (1613).

WOLF, Kevin: Ableitung von Temperaturprofilen aus flugzeuggetragenen Pyrogeometermessungen der breitbandigen terrestrischen Strahlung.

*Masterarbeiten*

ASSMANN, Denise: Optische Eigenschaften des Aerosols in der atlantischen marinen Grenzschicht. Ein Querschnitt vor Punta Arenas bis Bremerhaven.

BAUDITZ, Michael: Charakterisierung des Aerosols mit einem Dual-Polar Sonnenphotometer in Guanzhou / China 2011/12.

BEYER, Alexander: Bestimmung mikrophysikalischer Eigenschaften von Mischphasenwolken mit Hilfe des „Cloud Particle Spectrometer with Depolarization“ (CPSD).

BÖHME, Maria: Langzeit-Entwicklung der Bodentemperaturen und deren mögliche Ursachen vor dem Hintergrund des regionalen Klimawandels.

BROCK, Verena: Untersuchung der Wolkentropfenaktivierung atmosphärischer Aerosolpartikel bestimmt durch CCNC in situ Messungen an der Actris Station in Melpitz (Sachsen).

DIETZSCH, Felix: Validierung satellitenbasierter Früherkennung konvektiver Gewitter mittels Rückwärtstrajektorien.

GATZSCHE, Kathrin: Modellierung des Energie- und Stoffaustausch im Grenzbereich Wald-Lichtung unter besonderer Berücksichtigung des Einflusses kohärenter Strukturen .

KLOTZSCHE, Sindy: Changes of meteorological parameters that influence tornadoes and thunderstorms in climate simulations with models from the fifth phase of the Coupled Model Intercomparison Project (CMIP5).

LEHMANN, Constanze: Extremniederschlag im Klimawandel: Ein Vergleich von Modell und Beobachtung für die Region Sachsen-Anhalt.

LEISTERT, Michael: Hygroskopisches Wachstum des submikronen Aerosols in der atlantischen marinen Grenzschicht. Ein Querschnitt von Punta Arenas bis Bremerhaven.

LILIENTHAL, Friederike: Analysis of the Quasi-2-Day-Wave over Collm.

LUBIS, Sandro Wellyanto: The Influence of Convectively Coupled Equatorial Waves (CEWs) on the Variability of Tropical Precipitation.

PIETSCH, Alexandra: Flüssigwasserwolken in der Passatwindzone.

SCHMIDT, Martin: Einfluss von meteorologischen Parametern und Anströmungen auf die PM-Massenkonzentration und Zusammensetzung in Melpitz – eine Langzeitstudie (1992-2012).

TOMSCHKE, Laura: Der Einfluss chemischer Alterungsprozesse auf das Immersionsgefrüverhalten von Mineralstaub.

WIESNER, Anne: Optical Properties of Tropical Rainforest Aerosol During a Field Campaign in Danum Valley, Malaysia.

ZENKER, Katrin: Physikalische Eigenschaften des tropischen Regenwald-aerosols.

*Diplomarbeiten*

KÄSTER, Udo: Schneehöhenverteilung und -entwicklung in Thüringen.

*Dissertationen*

KÖHLER, Claas Henning: Radiative Effect of Mixed Mineral Dust and Biomass Burning Aerosol in the Thermal Infrared.

MEIER, Jessica: Regional aerosol modeling in Europe: Evaluation with focus on vertical profiles and radiative effects.

MEY, Britta Stefanie: Einfluss der Bodenbede und Bodenreflektivität von urbanen Oberflächen auf die Ableitung der optischen Dicke von Aerosolpartikeln aus Satellitenmessungen.

NORDMANN, Stephan: Light absorption of atmospheric soot particles over Central Europe.

---

Universität Mainz

---

*Bachelorarbeiten*

BITTERMANN, Anne: Untersuchungen des statistischen Zusammenhangs zwischen modelliertem konvektivem Eiswassergehalt und beobachteten Blitzraten.

FRANZEN, Philipp: Test and characterization of the Aerodyne QCL-spectrometer.

HAAK, Mathias: Bannerwolken - Einfluss der Bodenreibung auf die Wirbelablösung eines Berges.

LAUER, Melanie: Untersuchung der Abschwächung tropischer Wirbelstürme in der vertikalen Scherung anhand des absoluten Drehimpulses.

RIFFEL, Katharina: Ein Verfahren zur Evaluierung numerischer Strömungsberechnungen.

SPREITZER, Elisa: Entstehung nicht sichtbarer Cirren durch homogenes Gefrieren.

STEIGER, Nadine: Bannerwolken: Charakterisierung des zeitlichen Verlaufs mithilfe von Animationen.

STIPP, Christa: Untersuchungen zur Vorhersagbarkeit von Rossby-Wellenzügen mittels Ensemble-Vorhersagen.

WRAGE, Christian: Bestimmung der Ladungsverteilung eines Röntgen-Aerosol-neutralisators.

*Diplomarbeiten*

BENSE, Vera: Simulationen zur Entstehung und Entwicklung von Zirruswolken an einer idealisierten Warmfront.

BERTELMANN, Magdalena: Aufbau und Charakterisierung eines neuen Messsystems für flugzeuggetragene CO<sup>2</sup> - Messungen.

- FREY, Lena: Modellsimulationen klimatischer Veränderungen anhand von Meeressoberflächentemperaturerhöhungen.
- KESSLER, Simon: Experimentelle Untersuchungen zur Kollision von zwei Wassertropfen mit Äquivalentdurchmessern von ca. 2,5 mm und 0,5 mm in laminarer Strömung.
- KÖLLNER, Franziska: Charakterisierung und Einsatz eines flugzeuggetragenen Ozonmessgerätes in der Grenzschicht.
- NEIS, Patrick: Charakterisierung von Warmfrontcirren durch Messungen.
- SCHREIBER, Julia: Modelldatenanalyse zur Niederschlagsqualität in der 2. Hälfte des 20. Jahrhunderts.
- ULLRICH, Romy: Ein einfaches Wolkenmodell für Cirren.

#### *Dissertationen*

- GLÄSER, Gregor: Mineral dust mobilisation, transport, and deposition in different climate epochs.
- KUNKEL, Daniel: Global modeling of pollutant transport and deposition from anthropogenic emission hot spots on global scale.
- WEIDEN-REINMÜLLER, Sarah Lena von der: Entwicklung und Anwendung von mobilen Messstrategien und Analysemethoden zur Untersuchung urbanen Aerosols: Charakterisierung der Abluftfahne einer Megastadt.

---

Universität München

---

#### *Dissertationen*

- FISCHER, Lucas: Statistical characterisation of water vapour variability in the troposphere: a height-resolved analysis using airborne lidar observations and COSMO-DE model simulations.
- GAO, Lu: Validation and statistical downscaling of ERA-Interim reanalysis data for integrated applications.
- GRAF, Kaspar: Der Beitrag des Flugverkehrs zum Tagesgang der Zirrenbedeckung und der ausgehenden langwelligen Strahlung über dem Nordatlantischen Flugkorridor.
- KILROY, Gerard: Numerical studies of tropical convection.
- KÖHLER, Carmen: Cloud ice particle nucleation and atmospheric ice supersaturation in numerical weather prediction models, Nukleation von Wolkeneis und atmosphärische Eistübersättigung in numerischen Wettervorhersagemodellen.
- NAUERTH, Sebastian: Air to ground quantum key distribution.

- STICH, Dennis: Convection initiation : detection and nowcasting with multiple data sources.
- WÜRSCH, Michael: Testing data assimilation methods in idealized models of moist atmospheric convection.

---

Technische Universität München

---

#### *Masterarbeiten*

- AKHMETZYZANOV, Linar: Climate sensitivity of FAGUS SYLVATICA L. based on tree ring analysis in marginal populations in Spain.
- LOOCK, Bernhard: Sensitivity of agricultural prices (FAOSTAT) to climate variability and yields.
- PENZEL, Silvia: Untersuchungen zur methodischen Umstellung der Pheromonprognose des Nonnenspinners (*Lymantria monacha*) in Bayern.
- ZIEGLER, Kathrin: Do invasive species cope better with climateic stresses?

#### *Dissertationen*

- CORNELIUS, Christine: Monitoring and analysis of plant phenological responses in manipulative experiments and along natural gradients.
- SCHUSTER, Christina: Studies on Phenology and Intra-annual Tree Ring Growth along Alitudinal Gradients in the Werdenfelser Region.
- ZIELLO, Chiara: Influence of recent global change on the pollen season in Europe.

---

Universität Trier

---

#### *Bachelorarbeiten*

- HOFFMANN, Steffen: The potential of SAR backscatter for thin ice retrievals as derived from MODIS data.
- HOHL, Frederik: Messkonzept zur Erfassung der spektralen Reflektivität der Vegetation am Standort Wüstebach.

#### *Masterarbeiten*

- KOHNEMANN, Svenja: Simulation of the flow over Greenland using the mesoscale model COSMO.
- PREUSSER, Andreas: Remote sensing of polynya characteristics in the Arctic.

#### *Diplomarbeiten*

- KRAMER, Daniel: Simulation of katabatic winds: comparison between polar ice sheets and mars.
- MEJER, Kornelia: Bestimmung der turbu-

lenten Sauerstoffflüsse in der Bodengrenzschicht des Stechlinsees mit Hilfe der Eddy-Korrelationsmethode.

- NEY, Patrizia: Charakterisierung der Austauschprozesse zwischen Wald und Atmosphäre am Tereno-Standort Wüstebach.
- SCHWARZ, Pascal: Quantitative characterisation of sea ice melt stages in the Arctic by means of airborne photographs.

---

#### *Dissertationen*

- GUTJAHR, Oliver: Climate simulations with the regional climate model COSMO-CLM for the Saar-Lor-Lux region and Rhineland-Palatinate.

---

Universität Würzburg

---

#### *Bachelorarbeiten*

- MÜLLER, Christoph: Einfluss des Bewässerungsfeldbaus auf das Klima.

#### *Masterarbeiten*

- LISTL, Mark: Statistisches Downscaling von täglichen Temperaturdaten an Weinbergstandorten in Unterfranken.
- SPIEGL, Tobias: Potentielle Auslöser eines Neoproterozoischen Snowball Earth: Sensitivitätsstudien mit Planet Simulator.

#### *Diplomarbeiten*

- HANKE, Nicolas: Statistische Beziehungen zwischen hydrologischer Abflussmenge und Ausdehnung der Bewässerungslandwirtschaft in Zentralasien.

#### *Dissertationen*

- MUTZ, Sebastian: Dynamic Statistical Modelling of Climate-Related Glacier Mass Balance Changes in Norway.

---

Universität Basel

---

#### *Masterarbeiten*

- KOLLER, Patrick: Energy Balance at the Gobabeb Site – The Role of the Soil's Thermal Properties.
- MEISTER, Oliver: Windanalysen mit Hilfe eines Windprofilers auf dem Flughafen Zürich.
- ROMINGER, Joël: Optimization of Deicing Prognosis for Zurich Airport.
- SCHMUTZ, Michael: Characteristics of turbulent exchange in a desert environment.
- SUPPGER, Maurus: Analysis of the surface albedo of a designated part of Greenland with the MODIS MCR43A3 16-day albedo product.

*Promotionen*

- LIETZKE, Björn: Variability of Carbon Dioxide Fluxes in Heterogeneous Urban Environments. From street canyon to neighborhood scale.  
 MICHEL, Dominik: Observations and modelling of birch pollen emission and dispersion from an isolated source.

*Habilitationen*

- MÜLLER, Mathias, Dr.: Numerical Weather Prediction - from Science to Application.

---

Universität Graz

---

*Bachelorarbeiten*

- ALLMER, Phillip Walter: Ökosystem „Riff“ - Aufbau, Wachstum und Schutz von Korallenriffen.  
 KORTSCHAK, Maria: Blitze.  
 MARIACHER, Armin: Hagelabwehr in der Steiermark.  
 SCHER, Sebastian Raimund: A latitudinally resolved energy balance model.

*Masterarbeiten*

- JÖBSTL, Lisa: Entwicklung einer intelligenten Wetter-Absatz-Prognose auf Basis Bayes'scher Netze.  
 MUCKENHUBER, Stefan: A quantitative description of the West Spitsbergen Current by using altimetry.  
 PLACH, Andreas: Atmospheric wind profiling based on LEO-LEO infrared-laser occultation.

*Dissertationen*

- HEINRICH, Georg: Climate projections over Europe and the Alpine region utilizing the ENSEMBLES regional climate models.  
 PREIN, Andreas: Added value of convection permitting climate simulations.

*Habilitationen*

- STEINER, Andrea K.: Atmospheric Climate Monitoring and Change Detection using GPS Radio Occultation Records.

---

Universität Innsbruck

---

*Masterarbeiten*

- DABERNIG, Markus: Comparison of different numerical weather prediction models as input for statistical wind power forecasts.  
 EICHHORN, Katharina: The change of power curves as a function of various meteorological parameters.

- GISINGER, Sonja: Large Eddy Simulation der Luftströmung in einer idealisierten, fraktalen Modellstadt – Geschwindigkeit, Turbulenz und Darcy Gesetz.  
 PELZER, Oliver: Ein minimales Modell für die saisonale Schneedecke.  
 PINTER, Anna: Kurzfristvorhersage der Sichtweite an den Flughäfen Innsbruck und Wien.  
 PRESSER, Manuel: FROST – Forecasting road surface temperature in Switzerland via model output statistics.  
 TIEFENGRABER, Martin: Developing IN-2DOAS: Atmospheric Nitrogen Dioxide Determination Applying Direct-Sun Differential Optical Absorption Spectroscopy.  
 TILG, Anna-Maria: Parametrisation and Trend – Analysis of Snow Water Equivalent in the Alpine region.

*Diplomarbeiten*

- SCHÖNTHALER, Thomas: Estimating the impact of precipitation and temperature variability on the contribution potential of glaciers to water availability.

*Dissertationen*

- GURGISER, Wolfgang: Modeling mass and energy balance of Shallap glacier, Peru.  
 JUEN, Martin: Ablation on debris covered glaciers: Basic research on the impact of debris cover on melt processes and their modelling.  
 MESSNER, Jakob: Probabilistic forecasting of wind and wind power.

---

Universität Wien

---

*Diplomarbeiten*

- BEIL, Peter: Ozonvariabilität des ostösterreichischen Raumes.  
 FLANDORFER, Claudia: Messung der Grenzschicht mittels RASS und Radiosonde im Großraum Wien.  
 HENNERMANN, Karin: Untersuchung der Feuchte im Ostalpenraum.  
 HIRSS, Verena: Windanalyse im Bereich komplexer Gebäude am Beispiel eines Industriestandortes in Wien Schwechat.  
 KAINRATH, Petra: Objektive Frontenanalyse anhand von Bodenfeldern.  
 KALTENBERGER, Rainer: On the localizability of atmospheric tracer sources using a Lagrangian particle dispersion model in backward mode.  
 KAPPEL, Karin: Untersuchung des langjährigen Verhaltens der Tropopausentemperatur & -höhe anhand von Radiosondendaten.

- KELEMEN, Manuel: Verifikation von Punktprognosen für den Großraum Wien.  
 KOBLINGER, Sebastian: Korrektur von operationellen Niederschlagsdaten.  
 LEIDINGER, David: Analyse der räumlichen und zeitlichen Variabilität des Niederschlags im Gebiet des Hohen Sonnblicks.  
 LEXER, Annemarie: Verwendung hochaufgelöster Druckfelder zur Erfassung von Niederschlagsereignissen.  
 MARTE, Michael: Analyse von synoptischen Wolkeninformationen.  
 REITER, Natalie: Auswertung und Analyse von Strömungslagen anhand der ostalpinen Strömungslagenklassifikation.  
 SCHEFFKNECHT, Phillip: The Interaction of Convective Storms with Complex Terrain - A Case Study of an Alpine Super-Multicell including a Partly Idealized Modeling Approach.  
 SCHLAISICH, Matthias: Bestimmung der Heiz- und Kühlgradtage im Alpenraum.  
 SCHMEISSER, Karin: Evaluation of the added value of LAMPES in contrast to global EPS.  
 STAUTZEBACH, Elena: Study of ozone depletion events in the Weddell Sea, Antarctica during the Winter Weddell Outflow Study from August until October 2006.  
 TEUBNER, Irene: Bodentemperaturvariationen als Proxy für die Schneedeckendauer.  
 TUCEK, Josef Thomas: Auswertung von Radarbildern.  
 WALDERDORFF, Julie: Niederschlagsverteilung bei alpinen Staulagen.  
 WEISER, Ursula: Methode zur Korrektur von Neigungsfehlern bei der zeitlichen Albedo-Messung an wolkenlosen Tagen.

---

Universität Zürich

---

*Dissertationen*

- ANET, Julien: From the past to the future. Influences of solar variability and volcanic activity on Earth's climate.  
 BELLPRAT, Omar: Parameter uncertainty and calibration of regional climate models.  
 ENGEL, Ines: The role of heterogeneous nucleation in polar stratospheric cloud formation microphysical modeling.  
 GANBAVALE, Gouri: Temperature Dependence of Activity Coefficients in Organic Aerosols.  
 HENNEBERGER, Jan: Mountain-top in-situ observations of mixed-phase clouds with a digital holographic instrument.

- KÜBBELER, Miriam: Cirrus clouds in the present climate and a geo-engineered future.
- LIENHARD, Daniel: Impeded Response of Aerosol Particles of Atmospheric Relevance to Changes in Relative Humidity at Low Temperature.
- MADONNA, Erica: Warm conveyor belts. Climatology and forecast performance.
- ORTH, Rene: Persistence of soil moisture.
- ROGELJ, Joeri: Uncertainties of low greenhouse gas emission scenarios.
- SCHEMM, Sebastian: Conveyor belts in idealized moist baroclinic wave life cycles.
- SCHOLDER-AEMISEGGER, Franziska: Atmospheric stable water isotope measurements at the timescale of extratropical weather systems.
- SONG, Mijung: Phase transitions and morphologies of mixed organics/ammonium sulfate aerosol particles.
- STAUFER, Johannes: Analysis of ozone in the upper troposphere/lower stratosphere based on ozonesondes and regular aircraft measurements.
- WINSCHALL, Andreas: Evaporative moisture sources for heavy precipitation events.

## Nachträge für das Jahr 2012

### Universität Bonn

#### Diplomarbeiten

- HERTRAMPF, Dirk: Niederschlagsbestimmung mit polarimetrischen Radardaten über dem Stadtgebiet Bonn.
- WISNIOWSKI, David: Implementation and evaluation of TERRA-ML-SIMTOP into the weather prediction model COSMO.

#### Masterarbeiten

- BATAILLE, Silvia: Feld-Verifikation des hochauflösenden numerischen Wettervorhersagemodells COSMO-NRW.
- KEUNE, Jessica: Multivariate probabilistic post processing and verification of medium range weather forecasts: on the predictability of station forecasts.

#### Dissertationen

- URHAUSEN, Steffi: Recent and future climate conditions and their impact on viticulture at the Upper Moselle region.

### Universität Hohenheim

#### Bachelorarbeiten

- BENZING, Jörg: Beobachtung des Oasis-Effekts über landwirtschaftlich genutzten Flächen.
- GEISINGER, Armin: Auswertung ausgewählter Messdaten des IPM Dopplerradars von der Internationalen Messcampagne COPS und Diskussion der Ergebnisse unter Einbeziehung der Auswertung des Poldirad.

#### Masterarbeiten

- BÄUERLE, Lisa: Pflanzenökologie und Bauwert verschiedener Herkünfte der Bioenergiepflanzenarten Sida und Silphium während der Etablierungsphase.
- BÖDEKER, Bettina: Schwingungsspektroskopische Untersuchungen an thermischen Zersetzungsprodukten von Biomolekülen.

#### Dissertationen

- SCHWITALLA, Thomas: Model evaluation and data assimilation for ground-based and airborne water-vapor measurements in troposphere.

### Universität Trier

#### Diplomarbeiten

- PAUL, Stephan: Satellite based detection of thin ice in the Weddell Sea area.
- SCHEFCZYK, Lukas: Klimawandel in Rheinland-Pfalz und Saar-Lor-Lux: Analyse der Gewitterhäufigkeiten und -verteilungen mit COSMO-CLM.

#### Dissertationen

- ADAMS, Susi: Charakterisierung von Eisproduktionsraten in der Laptev-See Polynya mit Multi-Sensor Fernerkundungsdaten.

### Universität Würzburg

#### Bachelorarbeiten

- CHUDI, Nnani Johnson: Energy and Transport in climate change: Potential for adaptation and mitigation.
- TIPPELT, Thomas: Ein Vergleich der neoproterozoischen und silur-ordovizischen Glaziale.

- ZUMKELLER, Frederik: Feuer im subsaharischen Nordafrika und dessen Wechselwirkungen mit Klima und Vegetation.

### Diplomarbeiten

- AUMÜLLER, Eva: Probleme und Lösungswege der kanonischen Korrelation in geowissenschaftlichen Fragestellungen.
- HEGNER, Roy: Optimierung von Kostenfunktionen im Klimaschutz.
- HOLERT, Christopher: Herausforderung an die Landwirtschaft in der Provinz Málaga, Südspanien: Wasser-, Bewässerungsbedarf und Produktivität im zukünftigen Klimawandel.
- HUG, Daniel: Uncertainties in natural hazard risk management.
- KASPEROWITSCH, Irena: Rekonstruktion der Massenbilanzen am Schwarzmilzferner 1999-2011.
- KIENZLER, Martin: Linking climate change with food security in the highlands of Khyber Pakhtunkhwa, Northwest Pakistan.
- KRAUSE, Andreas: The influence of climate change on lightning-caused vegetation fires simulated by the MPI Earth System Model.
- KURR, Nina: Alpine Gletscher unter dem Einfluss von Klimavariabilität und Klimawandel.
- LERMER, Stefan: Data driven mapping of potential avalanche release areas: case studies in the eastern European Alps.
- NICKE, Christoph: Regional differenzierte Validierung eines Klimawandels für Mitteleuropa.

### Dissertationen

- PAXIAN, Andreas: Future changes in climate means and extremes in the Mediterranean region deduced from a regional climate model.

### Universität Basel

#### Promotionen

- RITTER, Mathias: An air pollution modeling system for Switzerland using WRF-Chem.

## Nachträge für das Jahr 2011

### Universität Hohenheim

#### Bachelorarbeiten

- HÄCKER, Markus: Verifizierung von Atmosphärenmodellen in der COPS-Region im COPS-Zeitraum.

LACKUS, Tobias: Statistische Untersuchung der Niederschlags- und Temperaturentwicklung in Südwestdeutschland.

PESCH, Charles: Eddy-Kovarianz Messungen im Kraichgau und auf der Mittleren Schwäbischen Alb im Vergleich.

---

Universität Trier

---

*Bachelorarbeiten*

SCHENKLUHN, Reimar: Untersuchung der Fehlercharakteristik eines SODAR/WindRass-Systems mit Messungen des DWD-Observatoriums Lindenberg.

---

Universität Würzburg

---

*Bachelorarbeiten*

DÖRR, Desirée: Interaktionen zwischen den Ozeanen und der Atmosphäre.

VOGEL, Melanie: Klimaänderungen und Migration. Vergangenheit, Gegenwart, Zukunft.

*Diplomarbeiten*

AMMON, Jutta: Der Klimawandel und seine möglichen Auswirkungen auf die Deutsche Bucht.

HETZEL, Johannes: Analyse von Temperatur- und Niederschlagsextremen in Deutschland anhand des REMO-UBA Modells.

JACOB, Stefanie: Die Jagd im Kontext von Sozioökonomie- und Habitatveränderungen. Eine räumliche Analyse der bushmeat-Entnahme in Zentralafrika.

LINK, Fabian: Einfluss des Klimawandels auf ausgewählte Kühlsysteme thermischer Kraftwerke an verschiedenen Standorten in Deutschland - Ein System Dynamics Modellansatz.

RAHMANN, Maren: Klassifikation der Landnutzung und Landbedeckung zur Ermittlung des Wasserbedarfs von Baumwolle und Winterweizen im Ferghana-Tal (Usbekistan).

SABATIER, Matthias: Auswirkungen potentieller Klimaänderungen auf das Windpotenzial in Deutschland im Hinblick auf künftige Energiegewinnung durch Windkraft.

*Dissertationen*

TRAN, Nam Binh: Climate change and implications for agricultural production in Vietnam

**Adressen der Autoren**

DR. LUEDER VON BREMEN  
ForWind – Zentrum für Windenergieforschung  
Carl von Ossietzky Universität  
Ammerländer Heerstrasse 136  
26129 Oldenburg  
lueder.von.bremen@uni-oldenburg.de

DR. HANNE DEIFEL  
Stadtwerke München GmbH  
Emmy-Noether-Str. 2  
80992 München

DIPL.-PHYS. JAN DOBSCHINSKI  
Fraunhofer-Institut für Windenergie und  
Energiesystemtechnik (IWES)  
Königstor 59  
34119 Kassel  
jan.dobschinski@iwes.fraunhofer.de

MARTIN DÖRENKÄMPER  
ForWind – Zentrum für Windenergieforschung  
Carl von Ossietzky Universität Oldenburg  
Ammerländer Heerstraße 136  
26129 Oldenburg  
martin.doerenkaemper@forwind.de

PROF. DR. STEFAN EMEIS  
Institut für Meteorologie und Klimaforschung,  
Atmosphärische Umweltforschung  
Karlsruher Institut für Technologie (KIT)  
Kreuzackbahnstr. 19  
82467 Garmisch-Partenkirchen  
stefan.emeis@kit.edu

DR. ULRICH FOCKEN  
energy & meteo systems GmbH  
Marie-Curie-Str. 1  
26129 Oldenburg

DR. MICHA GRYSCHKA  
Leibniz Universität Hannover  
Institut für Meteorologie und Klimatologie  
Herrenhäuser Str. 2  
30419 Hannover  
gryschka@muk.uni-hannover.de

DR. KURT GÜNTHER  
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)  
Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum (DFD)  
Oberpfaffenhofen  
82230 Wessling  
kurt.guenther@dlr.de

DR. RENATE HAGEDORN  
Deutscher Wetterdienst  
Abteilung Basisvorhersagen  
Frankfurter Str. 135  
63067 Offenbach  
Renate.Hagedorn@dwd.de

DR. DETLEV HEINEMANN  
Energiemeteorologie  
Institut für Physik  
Carl von Ossietzky Universität  
26111 Oldenburg  
detlev.heinemann@uni-oldenburg.de

DR. GEORG KINDERMANN  
International Institute for Applied Systems Analysis  
Schlossplatz 1  
A-2361 Laxenburg  
Österreich  
kinder@iiasa.ac.at

DR. ELKE LORENZ  
Energiemeteorologie  
Institut für Physik  
Carl von Ossietzky Universität  
26111 Oldenburg  
elke.lorenz@uni-oldenburg.de

DR. KRISTINA LUNDGREN  
Deutscher Wetterdienst  
Abteilung Meteorologische Analyse und Modellierung  
Frankfurter Str. 135  
63067 Offenbach  
Kristina.Lundgren@dwd.de

DR. HEINZ-THEO MENGELKAMP  
anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH  
Böhmsholzer Weg 3  
21391 Reppenstedt  
mengelkamp@anemos.de

DR. RICHARD MÜLLER  
Deutscher Wetterdienst  
Referat Satellitengestütztes Klimamonitoring  
Frankfurter Str. 135  
63067 Offenbach  
Richard.Mueller@dwd.de

DR. MARION SCHROEDTER-HOMSCHIEDT  
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)  
Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum (DFD)  
Oberpfaffenhofen  
82234 Wessling  
marion.schroedter-homscheidt@dlr.de

Dr. GERALD STEINFELD  
 ForWind – Zentrum für Windenergieforschung  
 Carl von Ossietzky Universität Oldenburg  
 Ammerländer Heerstraße 136  
 26129 Oldenburg  
 gerald.steinfeld@forwind.de

DR. MARKUS TUM  
 Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)  
 Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum (DFD)  
 Oberpfaffenhofen  
 82230 Wessling  
 markus.tum@dlr.de

DR. ARNE WESSEL  
 Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystem-  
 technik (IWES)  
 Königstor 59  
 34119 Kassel  
 arne.wessel@iwes.fraunhofer.de

Dr. BJÖRN WITHA  
 ForWind – Zentrum für Windenergieforschung  
 Carl von Ossietzky Universität Oldenburg  
 Ammerländer Heerstraße 136  
 26129 Oldenburg  
 bjoern.witha@forwind.de

**Aktuelle Literaturempfehlungen zum Thema „Energiemeteorologie“:**

BROWER, M.C., 2012: Wind resource assessment – a practical guide to developing a wind project. *Wiley, Hoboken, NJ*, 280 pp.

EMEIS, S., 2013: Wind energy meteorology – atmospheric physics for wind power generation. *Green energy and technology. Springer, Berlin*, 196 pp.

KLEISSL, J. (ed.), 2013: Solar Energy Forecasting and Resource Assessment. Elsevier, *Academic Press, Amsterdam*, 480 pp.

LANDBERG, L., 2016: Meteorology for Wind Energy. An Introduction. *Wiley, Chichester*, 204 pp.

PAULESCU, M., PAULESCU, E., GRAVILA, P., 2013: Weather modeling and forecasting of PV systems operation. *Green energy and technology. Springer, London*, 355 pp.

TROCCOLI, A., 2014: Weather matters for energy. *Springer, New York*, 528 pp.

WESSELAK, V., VOSWINCKEL, S., 2012: Photovoltaik – wie Sonne zu Strom wird. Technik im Fokus: Daten, Fakten, Hintergründe. *Springer, Berlin*, 129 pp.

- Hochgebirgsmeteorologie und Glaziologie (Fachredaktion: Dr. W. Schöner)
- Regionale Klimamodellierung I – Grundlagen (Fachredaktion: Dr. B. Früh, Dr. H. Kunstmann)
- Das arktische Klimasystem (Fachredaktion: Prof. Dr. B. Brümmer)

